



XX Congresso FLAEI CISL



Reti elettriche, mercati, governance

Le criticità nei processi di liberalizzazione
e transizione energetica in Italia

Studio Rie per FLAEI-CISL



**L'ITALIA CHE
PARTECIPA
VINCE**

**L'ENERGIA DEI LAVORATORI,
LA FORZA DEL SINDACATO.
76 ANNI CHE HANNO FATTO LA STORIA
DEL SETTORE ELETTRICO.**

21-23 Maggio 2025

Hotel Domus Pacis

Piazza Porziuncola, 1
06081 Santa Maria degli Angeli di Assisi (PG)



Reti elettriche, mercati, governance

*Le criticità nei processi di liberalizzazione
e transizione energetica in Italia*

Studio Rie per FLAEI-CISL



Reti elettriche, mercati, governance. Le criticità nei processi di liberalizzazione e transizione energetica in Italia

Studio condotto da Rie Ricerche Industriali ed Energetiche per FLAEI-CISL

25 aprile 2025

Sommario

Contenuti e obiettivi dello studio.....	5
---	---

CAPITOLO 1

CENTRALITÀ DELLE RETI ELETTRICHE DI DISTRIBUZIONE PER LA DECARBONIZZAZIONE DEL PAESE

1. I driver della trasformazione delle reti elettriche	7
2. Gli interventi sulle reti europee.....	9
3. Il punto sulla generazione distribuita e l'elettrificazione in Italia: impatti attuali e prospettici	12
4. Il quadro degli operatori	17
5. Gli investimenti sulle reti di distribuzione italiane.....	18
6. La legge di bilancio 2025 e la proroga delle concessioni	23
6.1. I contenuti del nuovo dettato normativo	23
6.2. Aspetti positivi e criticità della nuova norma	24
In sintesi	28

CAPITOLO 2

LA GENERAZIONE ELETTRICA NAZIONALE E GLI OBIETTIVI DI DECARBONIZZAZIONE: QUALI SOLUZIONI SOSTENIBILI?

1. La situazione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2024	32
2. Gli obiettivi nazionali e comunitari per la decarbonizzazione	34
2.1. Gli impegni UE e il PNIEC	34
2.2. Osservazioni su stato e obiettivi nazionali per la transizione	38
2.3. La funzione del gas naturale per la flessibilità e la sicurezza del sistema elettrico	45
3. Il ruolo della generazione idroelettrica e il problema delle concessioni	48
3.1. I dati chiave del settore e il ruolo nel sistema elettrico	48
3.2. Le concessioni	50
4. Riflessioni su un'opzione nucleare in Italia.....	55
4.1. Il Disegno di Legge delega governativo	56
4.2. I potenziali vantaggi degli SMR	58
4.3. I costi della filiera e il ruolo nel sistema elettrico nazionale	59
4.4. Soluzioni di "de-risking" e interventi statali	62
4.5. Gestione delle scorie e accettabilità sociale	63
4.6. I tempi di realizzazione in rapporto agli obiettivi della decarbonizzazione.....	63
In sintesi	64

CAPITOLO 3

VALUTAZIONI SUL SEGMENTO DELLA VENDITA FINALE E SULLA FINE DELLA TUTELA

1. Il contesto della vendita al dettaglio di elettricità e gas	70
2. Valutazioni sulla fine dei mercati tutelati	72
2.1. Origine, obiettivi e conclusione della tutela	72
2.2. Il servizio a tutele gradualali per i consumatori domestici di elettricità	73
2.3. Vantaggi e svantaggi delle tutele di prezzo.....	75
In sintesi	79

CAPITOLO 4

I LIMITI DELLE POLITICHE ENERGETICHE EUROPEE E NAZIONALI E I NUOVI ASSETTI DI GOVERNANCE DEI SISTEMI ENERGETICI

1. Limiti delle passate politiche energetiche di fronte alla crisi.....	82
2. Le lezioni della crisi	83
In conclusione	87

Contenuti e obiettivi dello studio

La duplice crisi energetica e geopolitica che ha attraversato l'intera Europa e le problematiche che stanno emergendo nel cammino della transizione rispetto agli obiettivi costituiscono un'importante opportunità per riflettere su alcune falle del processo di liberalizzazione dei mercati e, nel complesso, sulle politiche europee e nazionali in materia di energia e clima. In particolare, sulla loro capacità, da un lato, di fornire adeguate risposte alle criticità sorte negli scorsi anni e a quelle in atto e, dall'altro, di perseguire le finalità di interesse generale a cui dovrebbero tendere.

Questo studio, svolto da Rie per FLAEI-CISL, ha quindi come oggetto un'analisi di natura economica e regolatoria riguardo alcune principali criticità del sistema elettrico ed energetico italiano che emergono in relazione ai processi indicati. Dall'analisi scaturiscono diverse considerazioni, sintetizzate in **punti chiave e messaggi al termine di ogni capitolo o argomento**, al fine di fornire a FLAEI-CISL elementi per l'elaborazione di proposte di policy da sottoporre all'attenzione generale e alle istituzioni.

In particolare, il [capitolo 1](#) considera il ruolo nodale delle **reti elettriche di distribuzione** nelle politiche di decarbonizzazione del Paese e nel contesto delle trasformazioni che stanno interessando il sistema elettrico, mettendo in evidenza le problematiche che nascono dal mancato coordinamento logico-temporale tra sviluppo delle infrastrutture, diffusione della generazione distribuita ed elettrificazione dei consumi auspicata dalle istituzioni UE. Vengono così analizzati lo stato della distribuzione in Italia, gli investimenti delle aziende negli ultimi anni, quelli pianificati e quelli stimati come necessari nel lungo termine per la trasformazione e l'ammodernamento delle reti. È inoltre evidenziata l'importanza della gestione della rete elettrica nella formazione dell'Ebitda dei gruppi societari che la detengono e come fattore centrale per l'equilibrio economico-finanziario aziendale. La parte finale del capitolo è focalizzata su aspetti positivi e criticità derivanti dai contenuti della legge di bilancio 2025, che ha modificato la disciplina della distribuzione elettrica prevedendo condizioni di proroga delle attuali concessioni e demandando ad un successivo decreto ministeriale la definizione di molti aspetti del nuovo contesto di settore.

Il [capitolo 2](#), partendo dall'attuale situazione del **sistema nazionale della generazione elettrica** e con riferimento agli **obiettivi del nuovo PNIEC**, sottolinea alcune delle principali criticità tecniche ed economiche legate al perseguimento di questi traguardi e alle diverse possibili soluzioni per il futuro mix elettrico nazionale. In questo quadro, vengono svolte considerazioni su due temi particolarmente importanti e molto discussi negli ultimi mesi: il primo riguarda le concessioni idroelettriche e le problematiche inerenti al bivio tra una loro proroga e l'effettuazione delle gare; il secondo concerne i pro e i contro di una nuova opzione nucleare per il nostro Paese.

Il [capitolo 3](#) affronta la situazione del comparto della **vendita al dettaglio di elettricità e gas**, con particolare riferimento alla crescente numerosità degli operatori e ai suoi effetti. Inoltre, con la fine delle tutele di prezzo, vengono svolte considerazioni in relazione ai rapporti tra mercato libero e tutelato, alle procedure di assegnazione dei consumatori agli operatori tramite le aste del c.d. servizio a tutele gradualmente e ai loro effetti, nonché ai risultati dei rapporti di monitoraggio ARERA in merito a offerte disponibili sul mercato e scelte dei consumatori. Ciò conduce a valutazioni circa

l'efficienza del processo di liberalizzazione dei settori energetici rispetto all'obiettivo di salvaguardare e favorire famiglie e imprese.

Infine, il [capitolo 4](#), ad integrazione e corollario dei precedenti, viene dedicato a **riflessioni di natura prettamente politico-regolatoria** circa i limiti delle passate politiche energetiche e del processo di liberalizzazione. Questa parte finale dello studio riguarda, inoltre, le lezioni che dovremmo trarre dalla crisi energetica non ancora definitivamente superata e dalle problematiche che derivano dalla nuova situazione geopolitica. Una particolare attenzione viene rivolta all'adeguatezza delle politiche di regolazione, nonché al ruolo fondamentale che i governi centrali e le imprese a controllo pubblico svolgono nel nuovo assetto dei settori energetici e nella loro governance.

CAPITOLO 1

CENTRALITÀ DELLE RETI ELETTRICHE DI DISTRIBUZIONE PER LA DECARBONIZZAZIONE DEL PAESE

Le reti elettriche risultano sempre più **nodali** per le politiche di transizione, eppure mai come ora i sistemi infrastrutturali mostrano **una crescente vulnerabilità**. Ad una domanda elettrica che è attesa crescere in ambiti precedentemente dominati dai combustibili fossili e che si fa qualitativamente sempre più esigente, si contrappone **un’offerta incerta e fragile**.

In recenti rapporti, sia l’Agenzia internazionale dell’energia (AIE)¹ che l’Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell’energia (ACER)² hanno messo in evidenza come esista un significativo divario tra gli investimenti effettuati e quelli necessari e come gli **obiettivi sul clima e la sicurezza siano a rischio se la politica e le aziende non intervengono rapidamente sulle reti**, la cui adeguatezza costituisce il vero “tallone d’Achille della transizione energetica”. Le reti di trasmissione e distribuzione dovrebbero aumentare su scala mondiale dagli attuali 75 milioni di chilometri a oltre 200 milioni entro il 2050, con la costruzione ogni anno di circa 5 milioni di chilometri³. Entro la stessa data, l’Unione Europea avrà bisogno di investimenti sulle infrastrutture elettriche per oltre 2.000 miliardi di euro, di cui almeno il 65% sono imputabili alle reti di distribuzione⁴.

Infatti, mentre in passato le reti erano chiamate principalmente a soddisfare una domanda crescente in condizioni di sicurezza, ora devono costruire i presupposti per la trasformazione del modello energetico, diventando i catalizzatori dei cambiamenti, e per farlo dovranno aumentare le loro funzionalità ammodernandosi.

1. I driver della trasformazione delle reti elettriche

Il ruolo dell’elettricità nei consumi energetici, anche se più lentamente di quanto troppo ottimisticamente previsto, è destinato a crescere per l’adozione di nuove tecnologie, aumentando così l’impatto sulle reti. Il processo di transizione energetica vede dunque, come elemento centrale e abilitante, lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione. Per entrambe le tipologie di rete è necessario un trend di investimenti crescente a fronte di aumentate esigenze.

I **principali driver** che determinano le necessità di evoluzione e di investimento della rete elettrica di distribuzione sono riconducibili a:

- aumento della generazione distribuita rinnovabile non programmabile;
- elettrificazione dei consumi, in particolare diffusione delle pompe di calore, integrazione delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica, data center;
- sostituzione e modernizzazione delle reti obsolete;

¹ IEA, *Electricity Grids and Secure Energy Transitions, Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems*, ottobre 2023.

² ACER, *Electricity infrastructure development to support a competitive and sustainable energy system*, dicembre 2024.

³ Capgemini, *Shaping Tomorrow’s Energy Landscape*, 2023.

⁴ ACER, op. citata.

- incremento della resilienza all'aumento degli eventi meteorologici estremi;
- digitalizzazione, automazione, telecontrollo per l'efficiamento della gestione.

L'aumento di flussi di energia bidirezionali su distanze più lunghe e la crescente presenza di fonti di generazione variabile e diffusa allacciate alla rete di distribuzione stanno alterando la prevedibilità dei movimenti di energia elettrica all'interno del sistema distributivo e trasformando il ruolo dei gestori. La variabilità della produzione rinnovabile non programmabile richiede lo sviluppo di capacità flessibile complementare e la rapidità delle variazioni di produzione crea problemi di stabilità del sistema in termini di frequenza e tensione, sovraccarichi locali delle linee a seconda delle apparecchiature coinvolte.

Il consumo per riscaldamento e raffrescamento dovuto a **pompe di calore** già oggi riveste un ruolo significativo per il carico e tipicamente i giorni di picco corrispondono ai giorni più caldi o più freddi; ancora più in futuro, una maggiore elettrificazione (diffusione pompe di calore, piani di cottura ad induzione, ecc.) porterà ad un incremento delle potenze impegnate sulle reti di distribuzione. A sua volta, **la diffusione dei veicoli elettrici**, imposta dalle scelte UE più che dalla domanda, porta con sé l'esigenza di una rete di punti di ricarica con inevitabili e importanti riflessi sull'evoluzione del sistema elettrico nazionale, non tanto in termini di crescita del fabbisogno (si stimano 2 TWh per milione di auto elettriche), quanto per l'impatto sulle reti di distribuzione in bassa e media tensione, dove si attesteranno i prelievi delle infrastrutture di ricarica⁵. A riguardo, le stime dell'impatto sono ancora molto incerte perché molto incerta è la traiettoria di evoluzione di questo tipo di mobilità (la cui diffusione si sta dimostrando molto più lenta di quanto atteso per molteplici motivi), intesa non solamente come livello di diffusione, ma anche come distribuzione territoriale, tipologie di infrastrutture di ricarica e abitudini degli utenti⁶. Ma alcune stime effettuate da ARERA indicano la necessità di significativi aumenti di potenza sulle reti di distribuzione ([vd paragrafo 3](#)).

Gli studi svolti riguardo gli interventi da effettuare sulle reti di distribuzione nazionali mostrano anche che una quota importante degli interventi (un terzo del totale entro il 2030) dovrà essere diretta **all'ammodernamento e sostituzione delle infrastrutture**, soprattutto a causa del loro progressivo invecchiamento.

Da alcuni anni, inoltre, il tema della **resilienza delle reti** all'aumento degli eventi meteorologici estremi⁷ – per ridurre la probabilità di interruzioni prolungate della fornitura e limitarne le conseguenze – è diventato di estrema importanza, tanto che la regolazione ha previsto che le aziende di distribuzione dedichino agli interventi legati a questo fattore un'apposita sezione dei piani di sviluppo. Per il miglioramento della resilienza, il PNRR ha assegnato 0,5 mld di euro per investimenti su 4.000 km di rete del sistema elettrico al fine di ridurre la frequenza e la durata delle interruzioni della fornitura.

Lo scenario attuale è così caratterizzato da una crescente decentralizzazione delle risorse collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita e alle infrastrutture di ricarica, si delinea la progressiva diffusione di **sistemi di accumulo** dell'energia e di nuove modalità di partecipazione dei clienti finali

⁵ Il numero dei punti di ricarica presenti sul territorio al 31 dicembre 2024 si attestava a 64.391, valore che nonostante il ritardo nelle vendite di auto elettriche conferma l'Italia tra i paesi più avanzati d'Europa nell'infrastruttura al servizio dei veicoli a batteria (Motus-E, marzo 2025).

⁶ MASE, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, luglio 2024.

⁷ Vento/caduta di alberi, ghiaccio, ondate di calore, inondazioni e rischi idrogeologici.

al mercato. In questo nuovo contesto il distributore è chiamato ad assumere un ruolo sempre più attivo. Infatti, per continuare a garantire la gestione sicura ed efficiente della rete, l'operatore dovrà avvalersi dei servizi offerti dalle risorse connesse alla propria rete per la risoluzione di problematiche di tensione nonché di congestioni a livello locale⁸.

In questo contesto, **le tecnologie digitali** svolgono un ruolo cruciale, al fine di gestire le esigenze e le capacità di tutti gli attori (generatori, gestori di rete, utenti finali, comunità energetiche, altri attori del mercato) per un funzionamento del sistema il più efficiente possibile, minimizzandone i costi e massimizzandone l'affidabilità. Strumenti di automazione avanzati consentono alla rete di agire in modo autonomo, identificando e isolando rapidamente il guasto. Ad esempio, l'automazione dell'autoguarigione della rete di media e bassa tensione, già in parte implementata da Enel in Italia e da Duke Energy negli Stati Uniti, garantisce la sicurezza della rete e il contenimento automatico della durata di un'interruzione e del numero di clienti coinvolti⁹.

Nell'ultimo biennio si è registrata una crescita delle richieste di connessione anche per gli utenti di consumo. Tra gli altri, particolare rilevanza assumono i **Centri di Elaborazione Dati** (data center), le cui richieste di connessione ammontavano, nel dicembre 2024, a 30 GW con riferimento alla rete Terna. Il loro funzionamento richiede un elevato fabbisogno energetico e, pertanto, saranno necessarie nuove infrastrutture di rete o potenziamenti di elementi esistenti. Tale fenomeno rappresenta, infatti, uno dei driver di aumento di domanda di energia elettrica nei prossimi anni.

2. Gli interventi sulle reti europee

Secondo l'Agenzia internazionale dell'energia, a livello mondiale lo sviluppo delle reti (per il 93% della lunghezza totale sono reti di distribuzione) **non riesce a tenere il passo** della crescita delle rinnovabili e della penetrazione elettrica nei consumi. **Gli investimenti nelle reti devono quindi raddoppiare**. In mancanza di un adeguamento delle reti elettriche qualsiasi strada verso la riduzione delle emissioni diventa impercorribile. Secondo l'AIE è essenziale che vi siano profondi cambiamenti nel funzionamento e nella regolamentazione delle reti, mentre gli investimenti, che sono rimasti sostanzialmente stagnanti, devono raddoppiare. In caso contrario le reti rischiano di essere **l'anello debole** del processo di transizione rendendone irraggiungibili gli obiettivi. L'Agenzia ha elaborato uno scenario, il "Grid Delay Case", che esamina cosa accadrebbe se non si aumentassero rapidamente gli investimenti nelle reti e le riforme normative: le emissioni cumulate di anidride carbonica tra il 2030 e il 2050 sarebbero quasi 60 miliardi di tonnellate in più a causa di una più lenta diffusione delle energie rinnovabili e la temperatura globale aumenterebbe ben al di sopra dell'obiettivo dell'Accordo di Parigi di 1,5°C, con una probabilità del 40% di superare i 2°C.

Nell'UE i costi di gestione delle congestioni sulle reti elettriche continuano ad aumentare (4,2 miliardi di euro nel 2023, secondo stime ACER) e diversi Stati membri stanno sperimentando ritardi nella connessione alla rete (sia di trasmissione che di distribuzione) per la generazione rinnovabile a causa della limitata *hosting capacity*. In molti Paesi europei i fenomeni di congestione crescono a causa degli squilibri tra domanda e offerta di energia, ancora insufficiente diffusione degli accumuli e di soluzioni di *demand response*. La generazione da fonti rinnovabili è fortemente ostacolata da questi fattori e i costi delle congestioni si ripercuotono sui prezzi per gli utenti finali. Questa situazione è

⁸ e- Distribuzione, *Piano di Sviluppo 2023*.

⁹ MASE, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, luglio 2024.

già fonte di preoccupazione in alcuni paesi come la Germania e cresce in altri come Italia, Spagna, Francia.

Le infrastrutture di rete e le interconnessioni sono insufficienti per bilanciare efficacemente la domanda e l'offerta attraverso i confini. Queste limitazioni impediscono ai paesi di trasportare le eccedenze di elettricità rinnovabile verso le aree a maggiore domanda o di condividere l'energia in caso di carenza. La congestione della rete sta diventando un problema serio, che porta sempre più spesso a prezzi negativi dell'elettricità e a tassi di *curtailment* più elevati, che riducono l'attrattiva finanziaria degli investimenti.

Risolvere le congestioni richiede interventi di lungo termine in diverse aree della rete per molti anni. L'aumento della *hosting capacity*, le necessità di adeguamento alla crescita della domanda e della potenza, di riammodernamento, di digitalizzazione e di aumento della resilienza, comporterà enormi investimenti sulle reti di trasmissione e distribuzione.

La Commissione europea nel novembre 2023¹⁰, considerando che il **40% delle reti di distribuzione europee ha più di 40 anni** e che la capacità di trasmissione transfrontaliera deve essere raddoppiata entro il 2030, ha stimato come necessari entro quell'anno 584 miliardi di euro di investimenti.

Altre stime di più lungo termine, che tengono conto degli obiettivi su rinnovabili ed elettrificazione al 2050, considerano necessari entro quell'anno investimenti che vanno dai 1.950 ai 2.600 mld di euro.

Tab. 1 - Necessità di investimento per Trasmissione e Distribuzione in UE al 2050 (mld euro)

Fonte della stima	Investimento annuo	Investimento totale
ERT	75	1.950
Ember	85	2.100
Entso-E	96	2.500 (di cui 843 per Trasmissione)
Eurelectric	100 (di cui 67 per Distribuzione)	2.600

Fonte: ACER

In particolare, per le sole reti di distribuzione in UE 27 + Norvegia, Eurelectric stima una necessità media annua di investimento da qui al 2050 di 67 miliardi di euro per complessivi 1.700 miliardi di euro, di cui Germania, Italia, Francia e Spagna rappresentano il 56%.

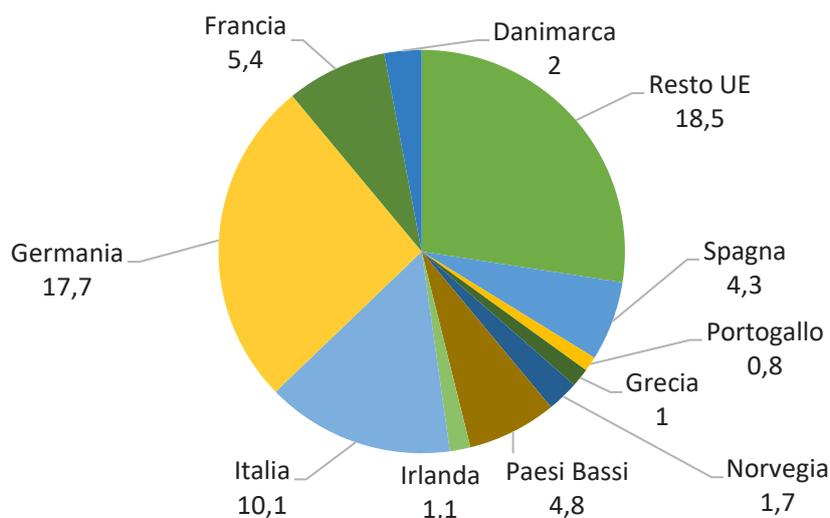
Inoltre, la Commissione ha proposto un Piano d'azione sulle reti¹¹, identificando una serie di misure per garantire che funzionino in modo più efficiente, siano rinnovate e gli interventi necessari siano realizzati più rapidamente. Il Piano d'azione identifica **le misure** interconnesse che possono essere completate entro 18 mesi per permettere la predisposizione di un tessuto di sistema adeguato all'effettuazione di investimenti. In particolare: migliorare la pianificazione delle reti al fine di costruire un contesto che consenta di anticipare gli investimenti nelle aree in cui esistono progetti concreti di diffusione di fonti rinnovabili, elettromobilità o pompe di calore; stimolare procedure autorizzative semplificate per questi progetti, fornendo supporto tecnico alle autorità di regolazione; migliorare il coinvolgimento delle parti interessate e delle comunità; costruire un quadro tariffario atto ad accrescere l'efficienza di gestione attraverso reti intelligenti e tecnologie innovative;

¹⁰ Commissione europea, *Communication (757/23) from the commission to the European Parliament, the council, the European economic and social Committee and the committee of the regions*, 28 novembre 2023.

¹¹ Commissione europea, op. citata.

migliorare l'accesso ai finanziamenti aumentando la visibilità sui programmi di finanziamento dell'UE per la modernizzazione delle reti; migliorare e proteggere le catene di approvvigionamento.

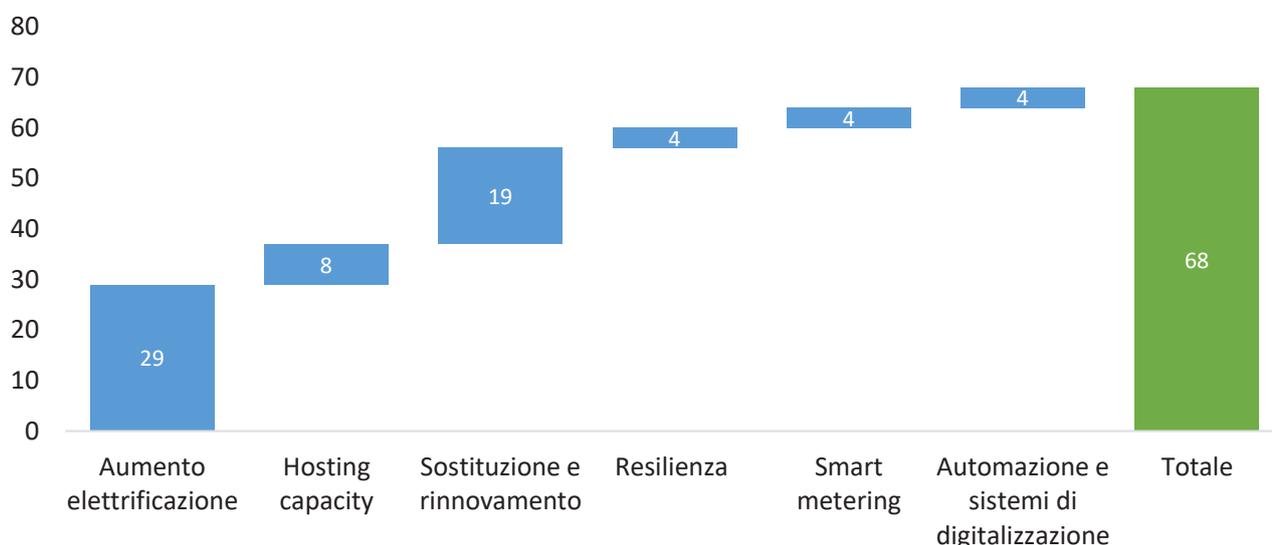
Fig. 1 - Investimenti medi annui su reti distribuzione per paese entro il 2050 (mld euro)



Fonte: Eurelectric

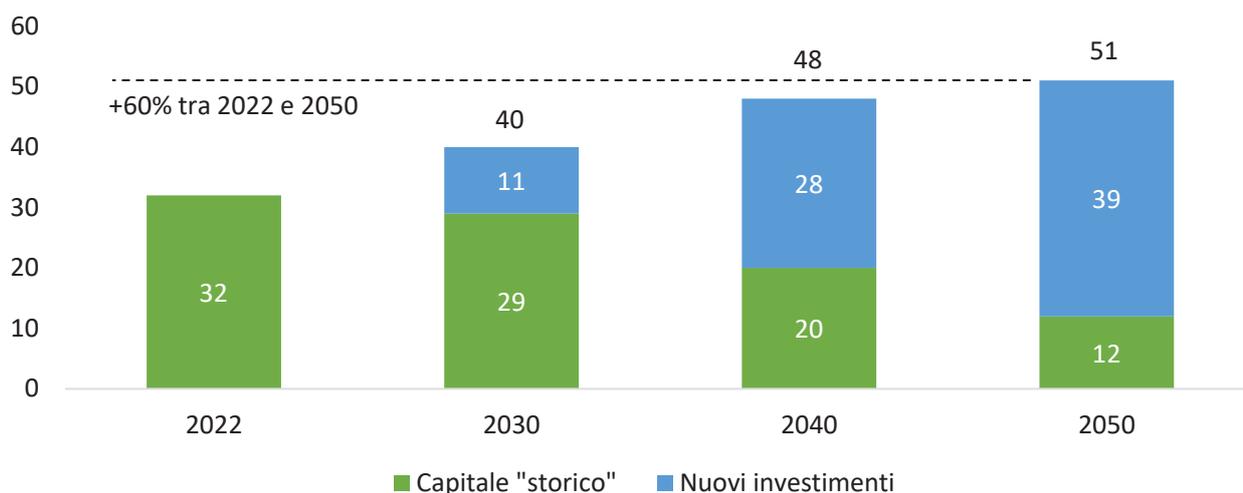
Con tali necessità di investimento, i **costi totali della rete** per i consumatori sono destinati ad aumentare considerevolmente entro il 2050, raggiungendo entro quell'anno almeno il 60% in più rispetto ai costi attuali, o anche quasi il doppio nello scenario di investimento più elevato. Infatti, se il capitale investito attuale diminuirà progressivamente con il processo di ammortamento, l'enorme mole dei nuovi investimenti necessari più che compenserà tale riduzione determinando un importante **aumento dei costi di capitale in tariffa**.

Fig. 2 - Investimenti annui per tipologia di intervento entro il 2050 in UE27+Norvegia (mld euro)



Fonte: Eurelectric

Fig. 3 - Ordini di grandezza dei costi per i consumatori rispetto a crescita investimenti di rete (€/MWh)



Fonte: Acer su stime Ember

Contenere questo incremento diventa quindi fondamentale, anche perché **costi così elevati rischiano di aumentare significativamente i prezzi al consumo e di ridurre il consenso pubblico verso la transizione energetica**. Si tratta di un trade off di non facile soluzione. ACER sottolinea la necessità di seguire il principio “efficienza prima di tutto”. Ciò significa anche l’applicazione di nuove tecniche di posa dei cavi (“no dig”), digitalizzazione e tecnologie di potenziamento della rete (GET), nonché una progettazione attenta dei sistemi tariffari, segnali per ridurre le esigenze della rete e incentivi per utilizzare tecnologie innovative.

3. Il punto sulla generazione distribuita e l’elettrificazione in Italia: impatti attuali e prospettici

Ad inizio 2000 erano connessi alle reti elettriche italiane, per la grande maggioranza di trasmissione, circa 3.000 impianti di produzione. Tenendo conto dei dati presenti nei Piani di Sviluppo dei Distributori e degli ultimi dati Terna, si può stimare che oggi i punti di generazione distribuita (GD) abbiano superato **i 2 milioni**, oltre il 90% dei quali allacciati a reti di distribuzione¹². La Fig. 4 mostra il crescente numero di attivazioni in BT negli ultimi anni sulla rete di e-Distribuzione.

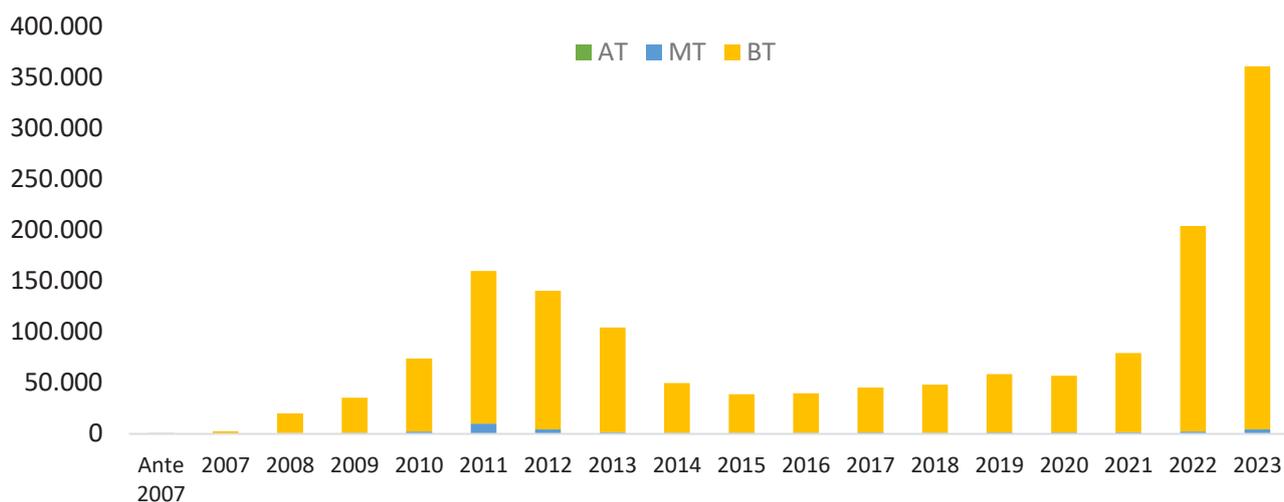
A fine novembre 2024 c’erano 54,5 GW di richieste per impianti FER sulle reti di distribuzione. Si tratta di 52,7 GW di impianti fotovoltaici e 1,8 GW eolici. Il 37,3% del totale è al Sud e nelle Isole, mentre il restante 62,7% nelle zone Nord, Centro Nord e Centro Sud. Dei 54,5 GW di richieste sulle reti di distribuzione, 5,2 GW risultano già autorizzati¹³.

La maggior parte delle richieste di connessione è concentrata in regioni che coprono meno di un quarto della domanda. Pertanto, l’elettricità prodotta **dove non serve** deve essere trasportata dove è consumata, comportando interventi infrastrutturali. Inoltre, l’energia elettrica rinnovabile generata **quando non serve** deve essere gestita, modificando le logiche di esercizio del sistema anche per la necessità crescente di sistemi di accumulo.

¹² Elaborazioni Rie su dati GSE, E-Distribuzione, ARERA.

¹³ Terna, *Piano di sviluppo 2025*, marzo 2025.

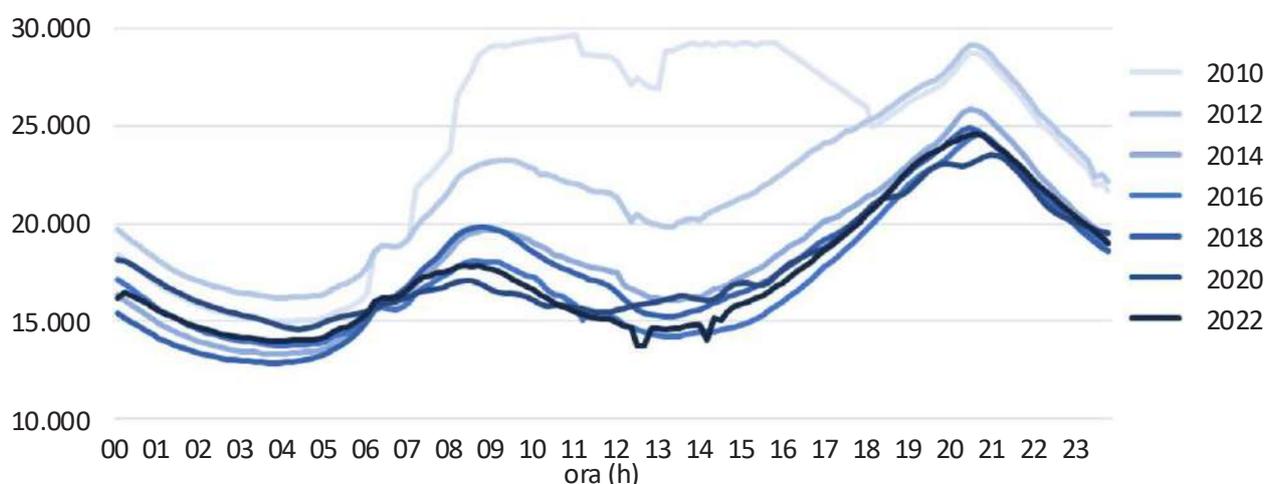
Fig. 4 - Numero connessioni produttori su rete e-Distribuzione



Fonte: E-Distribuzione, Bilancio 2023

Le reti di distribuzione da passive devono così diventare sempre più attive, essendo caratterizzate da immissioni, che in alcuni casi superano i prelievi e comportano **inversioni di flusso** dalla distribuzione alla trasmissione (Fig. 5), aumentando le perdite di rete¹⁴.

Fig. 5 - Andamento del flusso di potenza totale dalla RTN verso la rete E-Distribuzione (MW)



Fonte: E-Distribuzione, Piano di Sviluppo 2023

In alcune aree, un'elevata consistenza di richieste in sviluppo contribuisce già a determinare **condizioni di saturazione** della rete. La notevole diffusione della GD non programmabile e la conseguente progressiva riduzione di potenza regolante hanno già reso necessari provvedimenti tecnici e regolatori al fine di **salvaguardare la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico nazionale**¹⁵. Fino ad oggi **il sistema ha retto anche per la presenza di capacità flessibile** (gas soprattutto, ma anche idro) in grado di svolgere un servizio di equilibrio per il sistema.

¹⁴ La presenza di impianti di produzione connessi in media e bassa tensione ha determinato una rapida evoluzione del comportamento delle reti facendo sì che per alcune sezioni di trasformazione AT/MT e/o MT/BT l'energia risalga dal livello di tensione più basso a quello superiore.

¹⁵ E-Distribuzione, Piano di Sviluppo 2023.

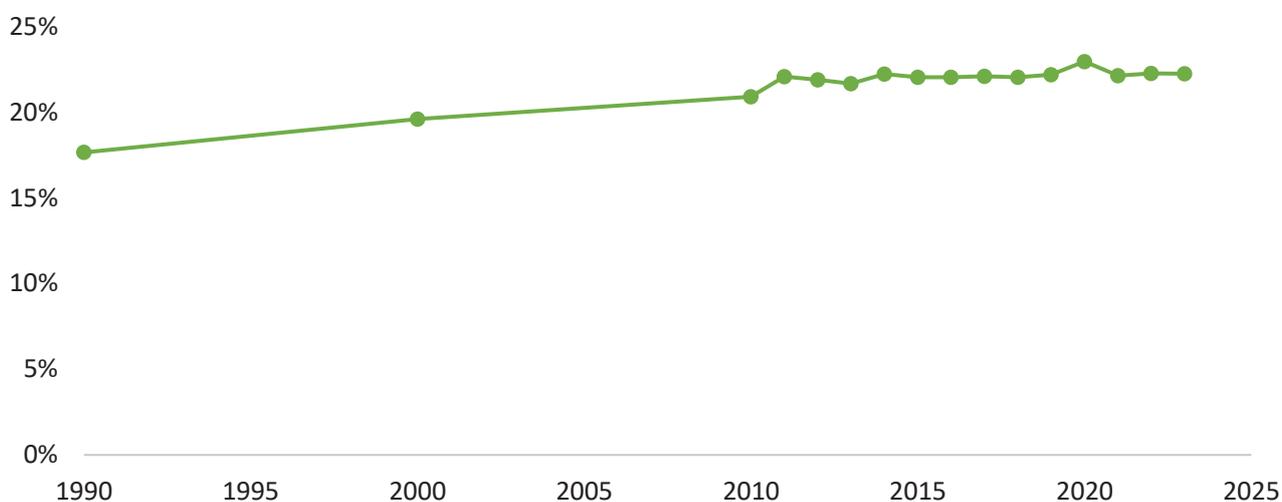
C'è da dire che i Distributori si sono già mossi verso il ruolo di facilitatori per i servizi ancillari necessari alla sicurezza del sistema e l'intensificarsi delle attività di coordinamento ed interazione con Terna ne sono un indicatore, così come l'avvio di molti progetti di sperimentazione tecnologica che daranno al sistema informazioni sulle innovazioni di cui potrà beneficiare. Tuttavia **le problematiche sono destinate ad aumentare** senza un adeguato tasso di evoluzione delle infrastrutture.

Infatti, nei prossimi anni, anche se non venissero centrati gli attuali obiettivi al 2030¹⁶, sarà inevitabile un continuo aumento delle connessioni di punti di produzione e degli accumuli alla rete di distribuzione. Nel 2024, per un aumento di capacità fotovoltaica di circa 7 GW sono stati attivati 284 mila nuovi impianti¹⁷.

Ciò comporta, più che in passato, la necessità di **investire nelle reti in maniera "anticipatoria"**, sia per l'elettrificazione e l'*hosting capacity*¹⁸ delle rinnovabili, affinché le reti non diventino il "bottleneck" del processo di transizione, sia per il rafforzamento generale dell'infrastruttura per far fronte ai sempre più frequenti eventi meteo estremi.

Nonostante la **penetrazione dell'energia elettrica** negli usi finali dell'energia **proceda finora lentamente** – nel 2000 era del 19,6% e negli ultimi 10 anni è rimasta intorno al 22% (22,3% sia nel 2022 che nel 2023) con un incremento medio molto basso (Fig. 6) – è indubbio che l'elettrificazione in futuro aumenterà, più o meno rapidamente, guidata nel settore commerciale/residenziale dalle pompe di calore e dalle ristrutturazioni, nei trasporti dalla mobilità elettrica su strada, dalle crescenti esigenze dei data center.

Fig. 6 - Peso dei consumi elettrici sui consumi finali di energia (%)



Fonte: elaborazioni Rie su dati MASE

L'elettrificazione degli usi finali comporta alte concentrazioni di carico (es. ristrutturazione di un condominio con completa elettrificazione) ed **elevati fattori di contemporaneità** (es. condizionamento estivo) ed è spesso caratterizzata da potenze elevate (es. veicoli elettrici). Per le

¹⁶ Il nuovo PNIEC traguarda al 2030 il raggiungimento di una copertura dei consumi finali elettrici con FER del 63,4%. Ciò comporterebbe l'installazione da qui al 2030 di 57 GW di nuova potenza rinnovabile, per una media annua di circa 9,5 MW.

¹⁷ Terna, *Bollettino mensile*, dicembre 2024.

¹⁸ La capacità del sistema di accogliere ulteriore generazione rinnovabile non programmabile.

reti di distribuzione in ambito urbano, l'aumento del carico, soprattutto in termini di potenza connessa alla rete, sarà particolarmente rilevante. Risulta perciò evidente che l'aumento delle pompe di calore per il condizionamento estivo e dei veicoli elettrici determinerà un peggioramento delle condizioni esistenti, anche a parità di condizioni climatiche.

Assumendo ipotesi conservative, ARERA ha stimato che a fronte di 172 GW circa impegnati da tutti i clienti connessi alle reti di distribuzione (di cui quasi 97 GW per il solo settore domestico), una prima fase di elettrificazione comporterà un aumento della potenza impegnata del 14%. Inoltre, i veicoli elettrici potranno avere un impatto importante in termini di potenza istantanea richiesta¹⁹. Anche l'AIE ha dedicato particolare attenzione all'integrazione delle infrastrutture di ricarica nelle reti elettriche di distribuzione²⁰, evidenziando come le necessità di estensioni/potenziamenti delle reti rimangono mediamente contenuti finché i tassi di penetrazione dei veicoli elettrici leggeri restano bassi; tuttavia, si potrebbero verificare problemi, anche a breve, in centri urbani già elettricamente congestionati.

Tab. 2 - Incremento dei punti di prelievo (Pod) e della potenza necessaria sulla rete al 2030

Contesto	k POD	MW
in autostrada Ultra-Fast	0,9	346
extra-urbano Ultra-Fast	7,5	2.633
urbano Fast	13,0	1.313
quick	25,0	1.100
Ricarica in luoghi accessibili al pubblico	46,4	5.392
domestica	1.000,0	6.000
luoghi di lavoro	50,0	2.200
Ricarica in luoghi privati	1.050,0	8.200
residenziale	-	7.000
terziario	-	2.600
Riscaldamento e cottura	0,0	9.600
Cold ironing	0,1	682

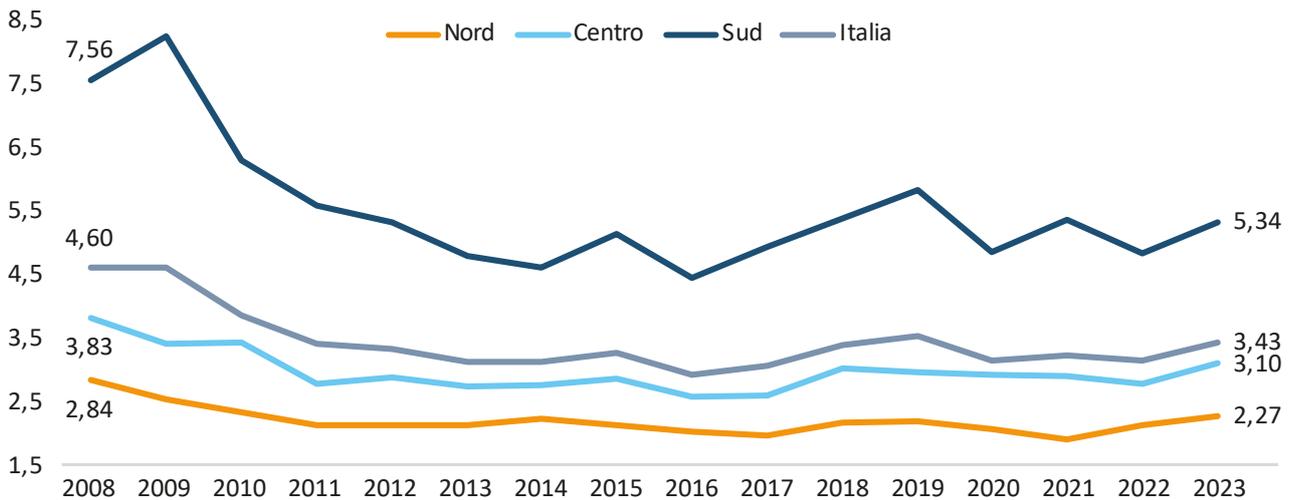
Fonte: ARERA

Relativamente alla **qualità del servizio di distribuzione**, intesa soprattutto come numero e durata delle interruzioni di fornitura con o senza preavviso da parte degli operatori, negli ultimi anni non si sono registrati effettivi miglioramenti. In particolare, nel 2023 (ultimi dati disponibili) si evidenzia un peggioramento rispetto al triennio 2020-2022 sia per la durata media delle interruzioni senza preavviso (100 minuti), sia per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (Fig. 7). Se è vero che il peggioramento potrebbe essere attribuibile anche alle sfavorevoli condizioni meteorologiche, è però evidente dal grafico come persistano **notevoli disparità tra il Sud e il resto del Paese** sia sulla rete BT che MT. Indice che in diverse aree del Paese **la rete ha bisogno anche di interventi di rinnovo e riqualificazione**.

¹⁹ Anche l'AIE nel rapporto *Global Electric Vehicle Outlook 2022* ha dedicato particolare attenzione all'integrazione delle infrastrutture di ricarica nelle reti elettriche di distribuzione, evidenziando come le necessità di estensioni/potenziamenti delle reti rimangono mediamente contenute finché i tassi di penetrazione dei veicoli elettrici leggeri restano bassi; tuttavia, si potrebbero verificare problemi, anche a breve, in quei centri urbani già elettricamente congestionati e con un eventuale maggiore diffusione dei veicoli pesanti.

²⁰ AIE, *Global Electric Vehicle Outlook 2022*, 2022.

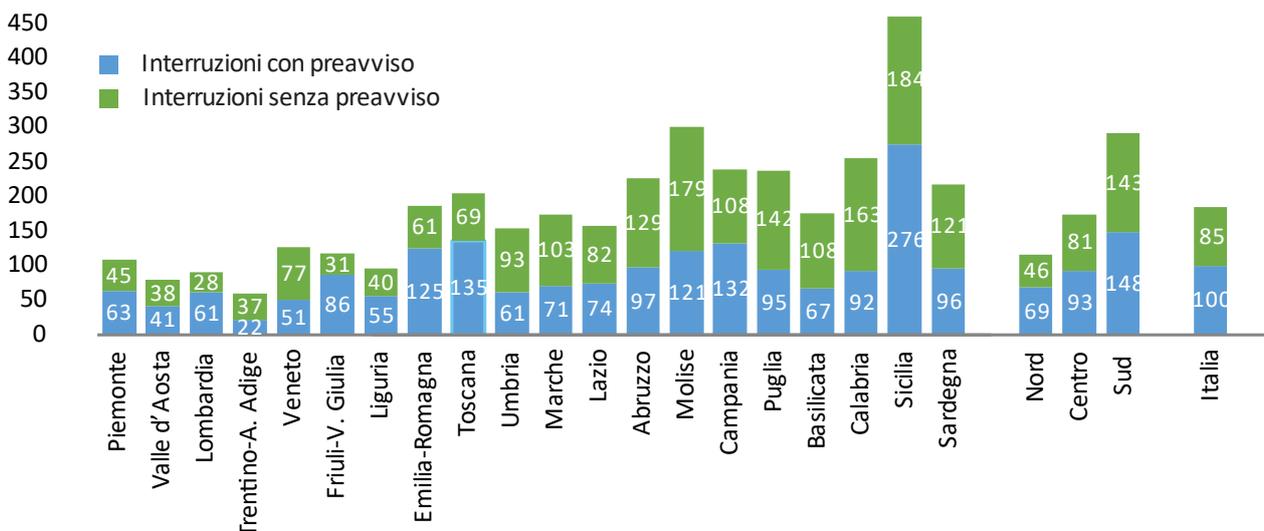
Fig. 7 - Numero medio annuo delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in BT di responsabilità delle imprese distributrici



Fonte: ARERA, Relazione annuale 2024

Inoltre, nel 2023, come già nel biennio 2021-2022, si è registrato **un aumento della durata media delle interruzioni con preavviso** rispetto al quadriennio precedente 2017-2020. Questo effetto è dovuto principalmente al deciso aumento delle connessioni dell'utenza, in particolare di produttori, e alla conseguente crescita delle attività di potenziamento e sviluppo della rete da parte delle imprese distributrici, che comportano un aumento delle interruzioni con preavviso. Nel 2023, considerando l'insieme delle interruzioni con e senza preavviso, la durata media per utente in bassa tensione in Italia si attesta a 185 minuti: 115 minuti al Nord, 174 minuti al Centro e 291 minuti al Sud (Fig. 8).

Fig. 8 - Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in BT nel 2023 (minuti per cliente)



Fonte: ARERA, Relazione annuale 2024

4. Il quadro degli operatori

Nel mese di marzo 2025 risultavano iscritte all'Anagrafica Operatori di ARERA **115 imprese distributrici**. Come noto, la principale è E-Distribuzione, del Gruppo Enel, con l'85% dei punti di prelievo serviti. Seguono Unareti del Gruppo A2A, Areti del Gruppo Acea e Ireti del Gruppo Iren. Questi **4 operatori** servono complessivamente il **95% dei punti di prelievo**.

Tab. 3 - Principali aziende di distribuzione, dati 2023

2023	En. distribuita (GWh)	Punti prelievo (migl.)	En. distribuita (%)	Punti prelievo (%)
e-distribuzione	212.729	31.642	85,1%	85,1%
Unareti	10.189	1.166	4,1%	3,1%
Areti	8.900	1.664	3,6%	4,5%
Ireti	3.255	703	1,3%	1,9%
V-reti	2.706	245	1,1%	0,7%
Edyna	2.617	240	1,0%	0,6%
Set Distribuzione	2.250	343	0,9%	0,9%
Inrete Distribuzione Energia	1.993	265	0,8%	0,7%
Deval	838	130	0,3%	0,3%
AcegasApsAmga	732	164	0,3%	0,4%
Altri operatori	3.739	641	1,5%	1,7%
Totale	249.948	37.203	100,0%	100,0%

Fonte: elaborazioni Rie su dati ARERA

Vi sono poi un centinaio di aziende con meno di 25.000 utenti, pari a meno dell'1% del numero complessivo di utenti. Fra queste imprese, una dozzina sono imprese elettriche minori produttrici e distributrici²¹. L'Autorità da alcuni anni ha introdotto strumenti regolatori per promuovere i **processi di aggregazione** tra piccole imprese distributrici, concepiti in termini di premi commisurati ai costi operativi riconosciuti alle imprese che si aggregano, in modo da promuovere benefici sistemici connessi alle efficienze di scala²².

Inoltre, ARERA tramite incentivazioni promuove anche la cessione a Terna delle limitate linee AT rimaste in proprietà delle imprese di distribuzione. Ciò per **"efficientare la gestione** delle reti, tramite una razionalizzazione della proprietà delle infrastrutture in alta tensione, che consentirebbe di ridurre la complessità di esercizio", evitando, ad esempio, la necessità da parte di Terna di impartire ordini di manovra degli interruttori AT alle imprese distributrici e consentendo altresì maggiore tempestività nell'implementazione delle scelte di rinnovo/potenziamento di asset.

La rete di distribuzione elettrica riveste una grande importanza per i Gruppi societari che la possiedono attraverso società separate appositamente costituite, non solo nella formazione dei margini, ma come fattore strategico di gestione del rischio e di equilibrio economico-finanziario dei Gruppi di appartenenza. La rete di e-Distribuzione contribuisce a circa il 16% dell'Ebitda del

²¹ Nella Provincia autonoma di Bolzano sono presenti 45 imprese (il 45% del numero totale delle imprese con meno di 25.000 utenti); nella Provincia autonoma di Trento sono presenti 10 imprese; in 5 regioni sono presenti tra 5 e 10 imprese; in 7 regioni sono presenti meno di 5 imprese.

²² Per il periodo regolatorio 2024-2027, ARERA ha sostanzialmente confermato i meccanismi di incentivazione delle forme di aggregazione strutturalmente stabili, escludendo l'incentivazione di affitti di rete e confermando la possibilità già vigente nel periodo di regolazione precedente di ricorrere per l'aggregazione di imprese allo strumento contrattuale denominato "contratto di rete".

Gruppo Enel, al 27% di quello ACEA, intorno al 10% per A2A. “La rete di media e di bassa tensione fu lasciata ad Enel, sia perché non strettamente funzionale al modello concorrenziale allora adottato, sia per garantire alla privatizzanda Enel flussi di cassa certi, a garanzia del debito e dei futuri dividendi”²³.

5. Gli investimenti sulle reti di distribuzione italiane

L’ammontare annuo degli investimenti delle imprese distributrici è **significativamente aumentato negli ultimi anni** (Tab. 4), quasi raddoppiando in cinque anni, essendo passati da circa 2 mld di euro nel 2019 a circa 3,64 mld nel 2023.

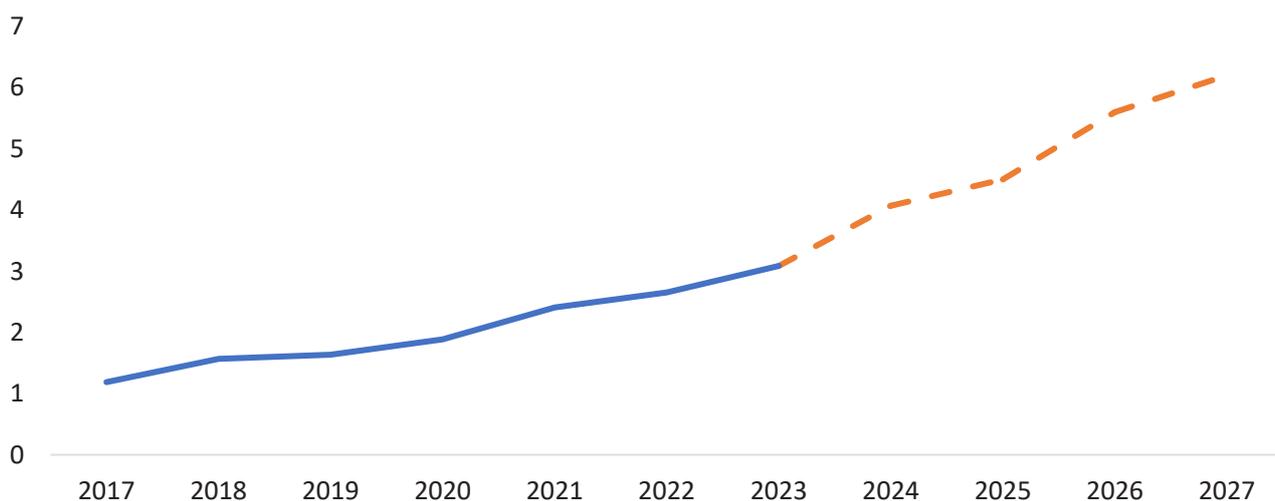
Tab. 4 - Investimenti dei quattro principali Distributori (milioni euro)

Distributore	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
e-distribuzione	1.188	1.568	1.636	1.888	2.409	2.652	3.086
Unareti	43	57	74	n.d.	138	151	213
Areti	152	189	237	235	235	231	263
Ireti	28	42	46	50	55	68	76
Totale	1.411	1.856	1.993	2.173	2.838	3.102	3.639

Fonte: elaborazioni Rie su bilanci degli operatori

Sono disponibili poche valutazioni sugli investimenti necessari per le reti negli scenari di decarbonizzazione, soprattutto a causa della mancanza di dati per modellizzare il sistema e per la difficoltà di calare scenari su scala nazionale o regionale alla dimensione e alle problematiche tecniche delle reti di distribuzione. Tuttavia, dai piani strategici aziendali dei gruppi societari, dai piani di sviluppo delle aziende di distribuzione, nonché da recenti studi, **sono possibili valutazioni circa le necessità di investimento di medio e lungo termine sulla rete di distribuzione italiana.**

Fig. 9 - Investimenti effettuati e pianificati da e-Distribuzione (mld euro)



Fonte: elaborazioni Rie su dati di bilancio e del Piano Strategico

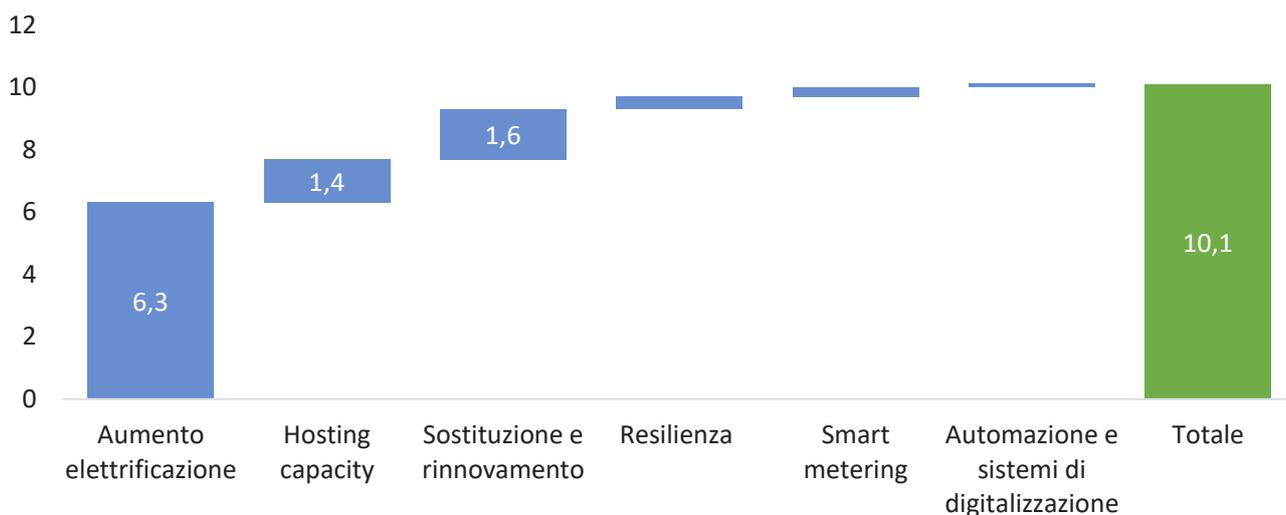
²³ Testa C., *Dai kWh ai dati: quale governance della distribuzione elettrica* e GB Zorzoli, *Il nodo non è la governance della rete, ma la regolazione sulla gestione dei dati*, Rivista ENERGIA n. 1/21, marzo 2021.

Il Piano Strategico Enel 2025-2027 prevede nel triennio circa 16 mld di euro di investimenti sulla rete di distribuzione italiana, pari al 38% dei capex complessivi che il Gruppo intende impiegare, per una media annua di 5,4 mld di euro. Una parte dei fondi necessari provengono dal PNRR ([vd box successivo](#)).

La direttiva UE n. 2019/944 e i successivi Decreti Legislativi n. 210/2021 (Mercato Elettrico) e n. 199/2021 (RED II) hanno introdotto regole in merito a criteri di trasparenza per la predisposizione dei Piani di sviluppo della rete di distribuzione, prevedendo la necessità che le imprese effettuino una consultazione pubblica dei Piani, predisposti in coordinamento con la pianificazione del TSO Terna. ARERA con delibera n. 296/2023 e s.m.i. ha stabilito criteri e nuove tempistiche per la presentazione dei Piani dei Distributori con oltre 100 mila clienti finali. In particolare, oltre alla coerenza con i programmi di intervento sulla rete di trasmissione nazionale, i Distributori devono: tenere conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici; in relazione alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico, individuare le possibili congestioni di rete previste e il potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità per farvi fronte; indicare, in un orizzonte temporale almeno quinquennale, gli investimenti programmati e, in particolare, i piani di realizzazione o potenziamento di linee in alta tensione e cabine primarie di trasformazione AT/MT, oltre ai piani di intervento più significativi relativi alle reti in media tensione e alle reti in bassa tensione.

Entro il 31 marzo 2025, i primi dieci Distributori italiani hanno presentato ad ARERA e posto in consultazione i propri **piani di sviluppo quinquennali**, da notificare successivamente ancora ad ARERA entro il mese di giugno, tenendo conto di quanto emerso nel procedimento di consultazione. **Secondo prime stime²⁴ sono previsti investimenti medi annui per i prossimi cinque anni di 5-6 miliardi di euro**, cifre in linea con il Piano Strategico Enel. Come si sottolineerà al [paragrafo 6.2](#), questa pianificazione dovrà conciliarsi con i piani programmatici previsti dalla Legge 30 dicembre 2024 n. 207 (legge di bilancio 2025).

Fig. 10 - Investimenti annui per tipologia di intervento entro il 2050 in Italia (mld euro)



Fonte: Eurelectric

Ma nel lungo termine le esigenze dovrebbero essere destinate a crescere ulteriormente. Il già citato studio Eurelectric stima necessario per la rete elettrica italiana, con orizzonte 2050, un ammontare

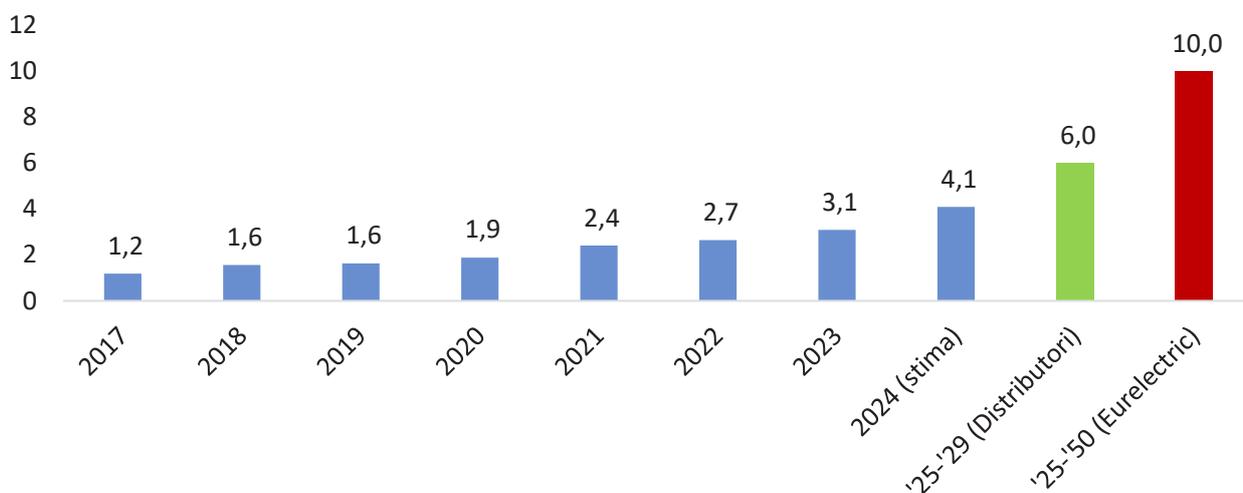
²⁴ Utilitalia.

medio annuo di investimenti ancora superiore, pari a circa **10 miliardi di euro**, suddivisi come mostrato nella Fig. 10. Si tratterebbe di un ammontare complessivo di circa 250 miliardi di euro.

Oltre il 60% dovrà essere diretto a potenziare la rete per l'aumento della domanda (stimata in circa 460 TWh al 2050), ma quote importanti andranno anche alla crescita della *hosting capacity* (15% circa) e alla sostituzione e rinnovamento degli asset a causa del progressivo invecchiamento dell'infrastruttura (18%).

La Fig. 11 riassume l'andamento degli investimenti necessari secondo le diverse valutazioni. Si tratta di cifre enormi, che solo per i prossimi 5 anni comporterebbero **un raddoppio dell'attuale RAB tariffaria**, stimabile in circa **25-27 md di euro**²⁵.

Fig. 11 - Investimenti storici, pianificati e necessari per la rete di distribuzione nazionale (mld euro/anno)



Fonte: elaborazioni Rie su bilanci, piani aziendali ed Eurelectric

Ciò pone **diversi ordini di problemi**, tra cui la necessità di una regolazione tariffaria sempre più orientata sui risultati e sull'efficienza degli interventi pianificati. **Sarà comunque inevitabile un aumento del valore assoluto e dell'incidenza dei costi di rete sulla spesa del consumatore.**

Inoltre, poiché per buona parte gli interventi riguarderanno reti cittadine in aree urbane o periurbane, se saranno eseguiti con tecniche tradizionali avranno un forte impatto ambientale e sociale in queste aree. Per questo sono al vaglio soluzioni tecnologiche *"trenchless"*, cioè *"senza scavo a cielo aperto"*, per mantenere o posare le reti nel sottosuolo, riducendo la movimentazione dei materiali, la dimensione dei macchinari utilizzati per eseguire i lavori, il consumo energetico dei cantieri e i blocchi del traffico nelle aree di esecuzione.

²⁵ Elaborazioni Rie su dati ARERA 2020 e Piano strategico 2024-2026 Gruppo Enel.

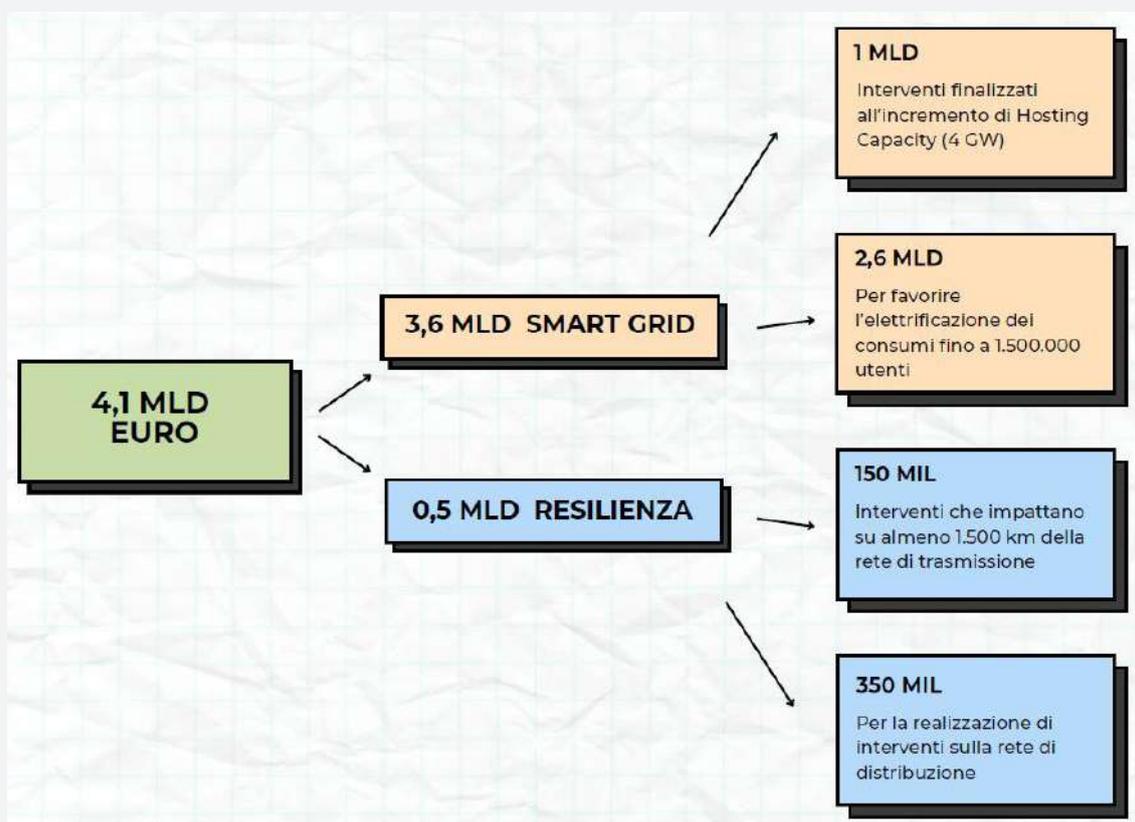
Il PNRR e le reti elettriche di distribuzione

Dei 16 mld di euro riconosciuti dal PNRR al settore elettrico, circa il 26%, pari a 4,1 mld di euro, è destinato alle reti elettriche (Missione 2 “Rivoluzione verde e Transizione ecologica”). Di questi, 3,6 mld di euro vanno al rafforzamento delle reti in termini di smart grid e 0,5 mld per interventi sulla resilienza.

Il “Rafforzamento smart grid” ha come fine l’incremento della *hosting capacity* (HC) nonché della potenza a disposizione delle utenze per favorire l’elettrificazione dei consumi. In particolare, l’obiettivo è incrementare l’HC di circa 4.000 MW entro il 2026 e la potenza a disposizione per almeno 1.500.000 di utenti. La ripartizione della dotazione complessiva di 3,6 mld di euro è di 1 mld per gli interventi finalizzati all’incremento di *hosting capacity* e di 2,6 mld per gli interventi di elettrificazione dei consumi, con la riserva del 45% per le regioni del Mezzogiorno. I fondi sono riservati esclusivamente ai concessionari del servizio pubblico di distribuzione, sotto forma di contributo a fondo perduto fino al 100% dei costi ammissibili.

I progetti presentati per accedere ai fondi sono stati 27, di cui 25 integrati (sia HC che elettrificazione) e 2 finalizzati specificamente all’elettrificazione dei consumi. Delle 27 richieste, 21 sono state ammesse a finanziamento, così come previsto dal Decreto direttoriale 426 del 23 dicembre 2022²⁶. Da un punto di vista geografico, 14 progetti su 25 saranno realizzati al Centro-Nord (per un valore di quasi 2 mld di euro) e i rimanenti 8 al centro Sud.

Fig. 12 - Ripartizione dei fondi riconosciuti alle reti elettriche dal PNRR originario



Fonte: Decreti direttoriali assegnazione fondi PNRR

L’investimento “Interventi su resilienza climatica reti”, invece, si pone l’obiettivo di aumentare la resilienza del sistema elettrico su almeno 4.000 km di rete, con riduzione sia di probabilità che di durata ed entità di interruzioni di elettricità derivanti da fenomeni climatici estremi. Nella fattispecie, il Decreto²⁷ assegna 150 milioni di euro per la realizzazione di interventi che impattano su almeno 1.500 km della rete di trasmissione,

²⁶ Decreto n. 426 del 23 dicembre 2022 di approvazione degli elenchi dei progetti ammessi alle agevolazioni sull’Avviso pubblico n. 119 del 20 giugno 2022 Rafforzamento Smart Grid.

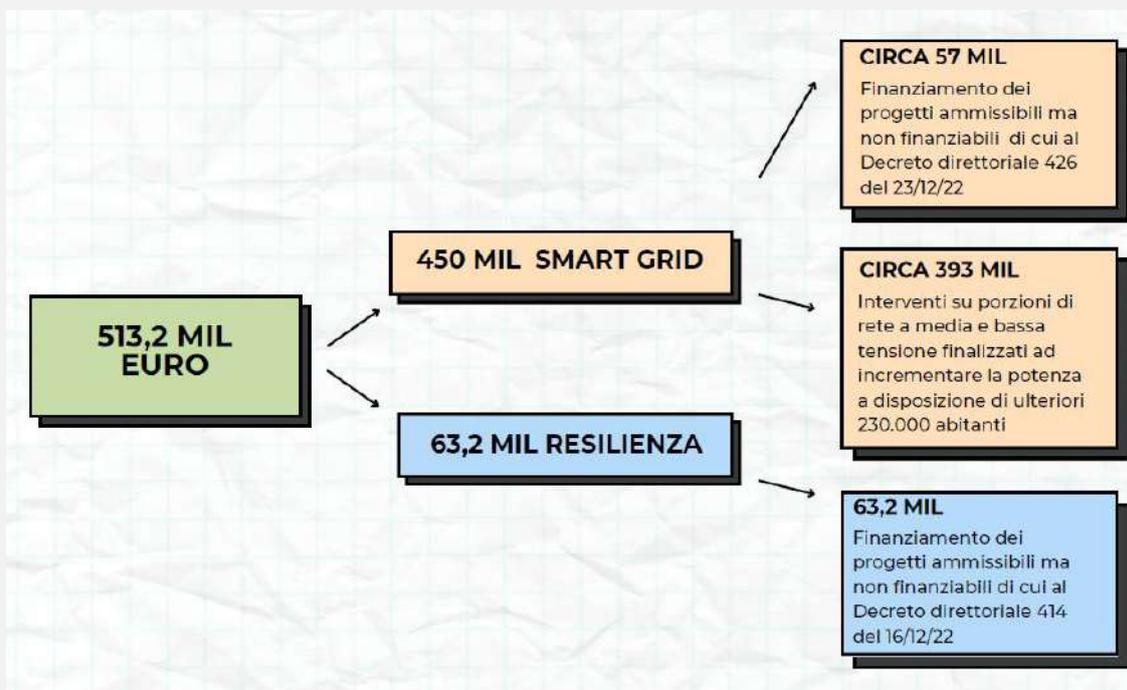
²⁷ Decreto n. 414 del 16 dicembre 2022 di approvazione delle graduatorie relative all’Avviso pubblico n. 118 del 20 giugno 2022 Resilienza DSO.

mentre i restanti 350 milioni per la realizzazione di interventi sulla rete di distribuzione per un costo massimo ammissibile non superiore a 125.000 €/km, con una riserva del 40% per interventi da realizzarsi nelle regioni del Mezzogiorno. I progetti pervenuti sono stati 27 per un importo complessivo di circa 440 milioni di euro, quindi eccedente la dotazione finanziaria. Ragione per cui ne sono stati ammessi a contributo 22, di cui 1 solo in parte per esaurimento risorse. Complessivamente i progetti riguardano oltre 6.000 km di rete, quindi oltre i 4.000 km previsti.

A queste risorse, sono stati poi aggiunti altri fondi derivanti dall'introduzione del capitolo 7 del REPowerEU. Relativamente alle reti elettriche, sono previsti altri 450 milioni di euro da utilizzare per smart grid. In particolare, 57 milioni sono destinati al finanziamento dei progetti ammissibili ma non finanziabili per esaurimento delle risorse di cui al Decreto direttoriale n. 426 del 23 dicembre 2022 (vedi sopra), mentre il 45% dei restanti 393 milioni sono destinati ad interventi da realizzarsi nelle regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia, su porzioni di rete a media e bassa tensione finalizzati ad incrementare la potenza a disposizione di ulteriori 230.000 abitanti rispetto a quanto già previsto dalla misura vigente per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici. L'investimento esistente e quello aggiuntivo, insieme, elettrificheranno i consumi di almeno 1.730.000 abitanti. L'avviso pubblico per la presentazione di proposte progettuali²⁸ è di fine novembre 2024 e il termine ultimo per la presentazione delle domande era fissato al 31 gennaio 2025. Nel momento in cui si scrive è atteso il decreto di approvazione delle graduatorie.

Infine, ulteriori 63,2 milioni sono stati riconosciuti per la resilienza delle reti nella forma di contributo a fondo perduto, fino al 100% dei costi ammissibili, ai progetti non ammessi o parzialmente ammessi per esaurimento delle risorse di cui ai decreti direttoriali n. 413 del 16 dicembre 2022 e n. 414 del 16 dicembre 2022 (di cui sopra). Il decreto di assegnazione dei finanziamenti è stato emanato a settembre dello scorso anno²⁹.

Fig. 13 - Ripartizione dei fondi riconosciuti alle reti elettriche cap. 7 RepowerEU



Fonte: Decreti direttoriali assegnazione fondi PNRR

²⁸ Avviso pubblico per la presentazione di proposte progettuali su porzioni di rete a media e bassa tensione al fine di favorire l'elettrificazione dei consumi energetici di almeno 230000 abitanti - M7I1 Scale-up: Rafforzamento Smart grid.

²⁹ Decreto Direttoriale n. 77 del 18 settembre 2024.

6. La legge di bilancio 2025 e la proroga delle concessioni

6.1. I contenuti del nuovo dettato normativo

Ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99:

- il servizio di distribuzione è svolto sulla base di concessioni aventi scadenza il 31 dicembre 2030 (comma 1);
- le nuove concessioni, da rilasciare a quella scadenza sono da riferire a un ambito non inferiore al territorio comunale e non superiore a un quarto di tutti i clienti finali (comma 2);
- le relative gare sono da indire non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza, quindi entro il 31 dicembre 2025 (comma 2), sulla base di criteri contenuti in un regolamento del MASE.

La legge di bilancio 2025 (Legge 30 dicembre 2024, n. 207), ai commi 50-53 dell'art. 1, **ha modificato la disciplina** prevedendo condizioni di proroga delle concessioni e demandando ad un successivo decreto ministeriale la definizione di molti aspetti del nuovo contesto.

In particolare:

- il comma 50 demanda ad un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottare **entro 180 giorni** dalla data di entrata in vigore della legge, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, su proposta di ARERA, d'intesa, per gli aspetti di competenza, con la Conferenza unificata e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti in materia, la definizione di termini e modalità per la presentazione, da parte dei concessionari dell'attività di distribuzione elettrica, di appositi **piani straordinari di investimento pluriennale**, aventi almeno i **seguenti obiettivi**: (a) il miglioramento della resilienza e dell'affidabilità del servizio; (b) l'aumento della capacità di integrare la generazione distribuita, assicurando tempi celeri di connessione; (c) un adeguato potenziamento delle infrastrutture di rete funzionale a gestire l'aumento della domanda connesso alla elettrificazione dei consumi; (d) l'aumento della flessibilità del sistema distributivo, anche attraverso l'adozione di meccanismi che facilitino l'approvvigionamento da terzi di relativi servizi a pronti ed a termine; (e) l'adozione di sistemi funzionali ad assicurare la difesa e la protezione delle infrastrutture di rete;
- il comma 51 dispone che con il medesimo decreto siano definiti **termini e modalità per la valutazione e l'approvazione dei piani di investimento, nonché i criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari sono tenuti a versare** in ragione della rimodulazione delle concessioni in essere, prevista dal successivo comma 52. **Gli oneri devono essere inclusi da ARERA nel capitale investito** ai fini del riconoscimento degli ammortamenti e della remunerazione, con l'applicazione del tasso definito per gli investimenti della distribuzione elettrica;
- il comma 52 prevede che il Ministero dell'ambiente, sentita ARERA e il Ministro dell'economia, **valuti i piani di investimento** e in caso di valutazione positiva, li approvi. L'approvazione comporta la **rimodulazione delle concessioni in essere, anche sotto il profilo**

della durata, in coerenza con la durata degli investimenti previsti dai medesimi Piani e comunque **per un periodo non superiore a venti anni**;

- infine, il comma 53 prevede che le **eventuali maggiori entrate** derivanti dal presente articolo siano destinate prioritariamente alla riduzione dei costi energetici delle utenze domestiche e non domestiche.

In sostanza, il nuovo dettato normativo comporta l'**abrogazione implicita** dell'art. 9 comma 2 del D. Lgs 79/99³⁰ che, come richiamato, prevedeva la determinazione di nuovi perimetri di concessione per i Distributori alla scadenza trentennale delle concessioni e l'assegnazione delle stesse tramite gara.

6.2. Aspetti positivi e criticità della nuova norma

“L'assegnazione delle concessioni aventi per oggetto beni e servizi pubblici è un'operazione complessa nella quale si intrecciano spinte provenienti dall'ordinamento europeo, che richiede l'apertura alla concorrenza «per il mercato» a potenziali nuovi entranti, e ordinamento nazionale, più sensibile generalmente alle esigenze dei concessionari uscenti”³¹. In effetti la norma introdotta nella legge di bilancio **incontra le istanze degli attuali concessionari**. Per esempio, se fosse stata applicata la disciplina prevista del D. Lgs 79/99, e-Distribuzione avrebbe rischiato di perdere fino a 22,3 mil. di utenti (rimanendo con 9,3 mil.) che sarebbero stati riassegnati tramite gara.

Ma la nuova normativa è anche congrua rispetto a principi industriali per un uso efficiente di asset e risorse. Infatti, il limite superiore all'ambito delle nuove concessioni (25% delle utenze totali) posto dal “Decreto Bersani” avrebbe portato ad un frazionamento della gestione della rete distributiva sul territorio, ciò **in contraddizione** con le spinte all'aggregazione e all'efficientamento delle reti e della loro gestione in atto nella regolazione.

Ma soprattutto, si può ormai constatare come **la frammentazione delle filiere**, in senso orizzontale e verticale, connessa ai processi di liberalizzazione, non abbia prodotto effettivi vantaggi per i consumatori; anzi la disintegrazione dei sistemi ne ha reso più complessa e difficoltosa la gestione aumentandone quindi i costi complessivi, sia nelle fasi libere che regolate della catena del valore, generando nel contempo una **regolazione ipertrofica**.

La concorrenza per il mercato attraverso le gare su asset regolati non necessariamente porta benefici ai consumatori, soprattutto se realizzata sulla base di una divisione gestionale e societaria delle reti, che complicherebbe decisioni e interventi che andrebbero invece definiti armonicamente, per la valorizzazione di un settore nazionale in trasformazione e strategico per la transizione.

Vi sarebbe anche stato il rischio di generare procedure lunghissime e infiniti contenziosi (come nelle gare distribuzione gas), che avrebbero impattato in maniera negativa sulla realizzazione degli indifferibili investimenti necessari al sistema.

Inoltre, i maggiori attuali concessionari fanno parte di Gruppi societari quotati e una scelta legislativa differente avrebbe rischiato di produrre effetti negativi sul valore dei titoli azionari e indirettamente sugli Enti Pubblici che ne detengono la partecipazione.

³⁰ Morini A., *Proroga delle concessioni di distribuzione elettrica*, Rivista ENERGIA n. 1/25, marzo 2025.

³¹ Clarich M., *Il rinnovo delle concessioni per la distribuzione elettrica in Italia*, Rivista ENERGIA n. 1/22, marzo 2022.

Risulta utile, al contrario, un contesto normativo **che contribuisca all'effettuazione degli ingenti investimenti e a una gestione efficiente della rete**. La disastrosa esperienza delle gare della distribuzione gas mostra quanto sia **necessaria una visione del settore realistica, consapevole, coordinata e di lungo periodo, nell'interesse del sistema nazionale e dei consumatori**. Tra l'altro, il venire meno di una potenziale riallocazione delle concessioni della distribuzione elettrica, sembra, al momento, dividere la sorte delle reti elettriche da quelle del gas naturale.

Tuttavia, la rapida decisione con cui si è inteso introdurre nella legislazione il principio base della proroga delle concessioni ha portato a rinviare ad un successivo decreto la necessaria discussione e definizione di **diversi aspetti critici che rimangono per ora aperti**; inoltre, alcuni passaggi della nuova norma risultano **incompleti e discutibili**.

- a) **I piani di investimento pluriennali**. Innanzitutto, il decreto dovrà definire termini e modalità per la valutazione e l'approvazione dei piani di investimento presentati dai Distributori. Data anche la genericità della norma primaria che cita solo obiettivi generali, si tratta di un primo aspetto estremamente delicato e complesso, perché propedeutico alla rimodulazione delle concessioni e alla loro durata massima, collegata a quella degli investimenti. Non è definito un orizzonte temporale dei piani e neppure la dimensione dei soggetti obbligati.

Inoltre, non sembra si sia tenuto conto degli obblighi di pianificazione già esistenti per i Distributori: infatti, le aziende concessionarie con più di 100 mila utenti devono già predisporre piani quinquennali di sviluppo disciplinati da normativa primaria e regolazione ARERA (vd [paragrafo 5](#)); anche i fondi legati al PNRR sono rilasciati sulla base della pianificazione e progettazione di specifici interventi (vd [box precedente](#)). Sotto questo aspetto occorrerà armonizzare i differenti atti di pianificazione al fine di evitare duplicazioni e sovrapposizioni. Si tratta di un compito che presumibilmente sarà a carico di ARERA.

- b) **La determinazione degli oneri concessori e i beneficiari**. La norma lascia del tutto indeterminati i criteri per la determinazione degli oneri (in altre parole il canone) che i concessionari sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione delle concessioni. Non sono indicati parametri e neppure chi sia il beneficiario del pagamento di tali oneri.
- c) **L'armonizzazione della regolazione tariffaria e il contenimento dei costi della rete**. ARERA sta procedendo da alcuni anni alla rimodulazione della regolazione tariffaria delle reti attraverso la metodologia "Totex", volta a superare i metodi *RAB-based*, che considerano separatamente i costi operativi e quelli di capitale (questi ultimi finora riconosciuti quasi "a piè di lista") attraverso principi *output-based*, atti a determinare le spese complessive riconosciute al distributore attraverso criteri di efficienza, selettività degli investimenti, fissazione di "sentieri di sviluppo" dei livelli di output del servizio, per valutare criticamente le previsioni di costo operativo e di capitale formulate dalle imprese nei business plan. Si tratterà ora di conciliare quest'ottica con quanto contenuto nei piani di investimento, anche al fine di contenere i costi di rete per i consumatori.

Si tenga conto che attualmente i costi di rete (trasmissione + distribuzione) incidono su un cliente domestico medio per circa 135 euro/anno, pari al 17% della bolletta elettrica totale, imposte incluse. L'enorme mole di investimenti previsti nella trasmissione e ancora più sulle reti di distribuzione nazionale porterà entro alcuni anni ad un sensibile incremento di tali

costi, che potrebbero anche duplicarsi. Sarà quindi fondamentale l'applicazione del principio di "efficienza prima di tutto" raccomandato da ACER.

- d) **L'inclusione degli oneri concessori in tariffa.** In un contesto in cui gli obblighi della transizione determineranno una crescita molto importante dei costi della rete per il consumatore, la disposizione (comma 52) che impone ad ARERA di includere gli indefiniti oneri concessori nel capitale investito, quindi in tariffa, risulta uno degli aspetti più discutibili della nuova normativa. E poco sembra valere, al momento, la nebulosa disposizione del comma 53, secondo cui eventuali maggiori entrate derivanti dal presente articolo sono destinate prioritariamente alla riduzione dei costi energetici. **Il riconoscimento del canone nei ricavi riconosciuti ai Distributori andrà ad appesantire ulteriormente gli oneri di rete per i consumatori.**

Per quanto il sistema di riforma del settore gas basato su procedure concorsuali d'Ambito sia complessivamente fallito, alcuni criteri vanno considerati, in particolare quanto previsto dal comma 4 dell'art. 8 del DM n. 226/11 (Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale): il gestore corrisponde annualmente agli Enti locali una quota parte della remunerazione del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura, relativa al proprio territorio comunale sia nel caso in cui la rete sia di proprietà dell'Ente locale sia nel caso in cui sia di proprietà del gestore, nonché della relativa quota di ammortamento annuale fino al 10%, come risultato dell'esito della gara. Significa che **il canone viene decurtato dai costi di capitale riconosciuti in tariffa, non aggiunto a essi.**

Alcune ulteriori considerazioni:

- le proroghe ottenute da parte degli attuali concessionari dovranno essere opportunamente valorizzate con:
 - **progetti di investimento adeguati** alle necessità del settore;
 - un **attento e costante monitoraggio** da parte dell'Amministrazione pubblica concedente dell'attività del concessionario, finalizzato alla verifica dell'attuazione degli interventi pianificati e della loro efficacia in termini di realizzazione degli obiettivi generali stabiliti dalla legge di bilancio 2025 e di quelli che verranno definiti nel decreto attuativo;
 - **nuovi inserimenti di personale**, adeguatamente formato per lo svolgimento degli aumentati compiti richiesti ai Distributori, frenando nel contempo l'emorragia di professionalità dalle aziende determinata negli ultimi anni dall'esternalizzazione di molte attività;
- nonostante le regole sempre più spinte di unbundling amministrativo e funzionale (ma non proprietario) gradualmente imposte dal regolatore per **la terzietà della rete**, resta il problema delle **possibili asimmetrie** tra i gruppi societari integrati che possiedono la rete rispetto ai competitor nelle fasi libere della filiera: avere la rete può offrire vantaggi sia in relazione alle funzioni di dispacciamento, gestione dei flussi e di riequilibrio del sistema che i DSO saranno sempre più costretti a svolgere, sia in termini di disponibilità **dell'enorme mole**

di dati, e quindi di conoscenza, connessi sia alla fase di consumo che di produzione e movimentazione dei flussi sulle reti³².

³² Testa C., op. citata.

In sintesi

- Le reti elettriche di distribuzione sono **nodali** per le politiche della transizione, eppure mai come ora i sistemi infrastrutturali mostrano una **crecente vulnerabilità**. Ad una domanda elettrica che è attesa crescere in ambiti precedentemente dominati dai combustibili fossili e che si fa qualitativamente più esigente, si contrappone **un'offerta incerta e fragile**.
- Per una **mancata programmazione armonica** del sistema elettrico, lo sviluppo delle reti rischia, infatti, di **non tenere il passo** delle trasformazioni nella generazione e nei consumi, con conseguenze negative sul piano economico-gestionale e sulla sicurezza e qualità delle forniture.
- Al contrario, il sistema distributivo dovrebbe costituire un catalizzatore dei cambiamenti, ma per farlo dovrà aumentare le sue funzionalità ammodernandosi. In mancanza di ciò **le reti rischiano di essere "il collo di bottiglia"** della transizione.
- **I principali driver** che determinano le necessità di investimento sulla rete di distribuzione sono riconducibili all'enorme aumento dei punti di generazione rinnovabile non programmabile, all'elettrificazione dei consumi e alla diffusione dei data center, alla sostituzione e modernizzazione delle reti obsolete (il 40% delle reti europee ha più di 40 anni), all'incremento della resilienza.
- Entro il 2050, l'UE avrà bisogno di investimenti sulle infrastrutture elettriche per oltre **2.000 miliardi di euro**, di cui almeno il **65% sono imputabili alla distribuzione**. Sulle reti di distribuzione sono stimati necessari **67 miliardi di euro l'anno**, per complessivi 1.700 miliardi di euro entro il 2050, di cui il 56% in Germania, Italia, Francia e Spagna.
- Intanto i **costi di gestione delle congestioni** sulle reti elettriche continuano ad aumentare – 4,2 miliardi di euro nel 2023 in UE – nell'ambito di un'ancora insufficiente diffusione degli accumuli e di soluzioni di *demand response*.
- In Italia, i punti di generazione distribuita hanno **superato i due milioni**, oltre il 90% dei quali allacciato a reti di distribuzione. La maggior parte delle richieste di connessione è concentrata in regioni che coprono meno di un quarto della domanda. Pertanto, l'elettricità **prodotta dove non serve** deve essere trasportata dove è consumata, comportando interventi infrastrutturali. Inoltre, l'energia rinnovabile **prodotta quando non serve** deve essere gestita, modificando le modalità di esercizio del sistema, anche per la necessità crescente di sistemi di accumulo.
- Fino ad oggi il sistema ha retto anche per la **presenza di capacità flessibile** fornita dalle centrali a gas e idroelettriche, in grado di svolgere un servizio di equilibrio per il sistema.
- Nonostante la **penetrazione dell'elettricità negli usi finali dell'energia sia ancora praticamente stabile** rispetto ai livelli di dieci anni fa, è prevedibile che l'elettrificazione aumenterà, guidata dal settore commerciale/residenziale, dalla mobilità elettrica su strada, dalla diffusione dei data center.
- Ciò comporta, più che in passato, la necessità di **investire nelle reti in maniera "anticipatoria"**, sia per l'*hosting capacity* delle rinnovabili che per l'elettrificazione, oltre che per accrescere la resilienza.

- Inoltre, esigenze di rinnovo e riqualificazione degli impianti emergono anche da alcuni indicatori della qualità del servizio di distribuzione: persistono **notevoli disparità tra il Sud e il resto del Paese**, sia sulla rete BT che MT, con pochi miglioramenti e nessun importante progresso negli ultimi anni.
- La rete di distribuzione elettrica riveste **una grande importanza per i Gruppi societari** che la possiedono, non solo nella formazione dei margini, ma come fattore strategico di gestione del rischio e di equilibrio economico-finanziario dei Gruppi di appartenenza. La rete di e-Distribuzione contribuisce a circa il 16% dell'Ebitda del Gruppo Enel, al 27% di quello Acea, intorno al 10% per A2A.
- **L'ammontare annuo degli investimenti delle imprese distributrici italiane è così raddoppiato** in cinque anni, essendo passato da circa 2 miliardi di euro nel 2019 a 3,6 miliardi nel 2023 e a circa 4 miliardi per il 2024.
- Tenendo conto del piano strategico Enel e di prime stime sui prossimi piani di sviluppo dei principali Distributori, **sono previsti investimenti medi per i prossimi cinque anni pari a 5-6 miliardi di euro l'anno**.
- Si tratta di cifre considerevoli, che comporterebbero **un raddoppio della RAB tariffaria**, stimabile attualmente in **25-27 miliardi di euro**.
- Ma nel lungo termine le **esigenze dovrebbero essere destinate a crescere ulteriormente**. Eurelectric, con orizzonte 2050, valuta come necessario per la rete elettrica italiana, un ammontare medio annuo di investimenti pari a circa **10 miliardi di euro**.
- Oltre il 60% dovrà essere diretto a potenziare la rete per l'aumento della domanda, ma quote importanti andranno anche alla crescita della *hosting capacity* (15% circa) e alla sostituzione e rinnovamento degli asset a causa del progressivo invecchiamento dell'infrastruttura (18%).
- Con tali necessità di investimento, **i costi totali della rete per i consumatori sono destinati ad aumentare considerevolmente** fino al 60-100% in più rispetto ai costi attuali. Infatti, se il capitale investito corrente diminuirà progressivamente con il processo di ammortamento e le sostituzioni, l'enorme mole dei nuovi investimenti più che compenserà tale riduzione.
- **Contenere questo aumento diventa quindi fondamentale**, anche perché costi così elevati rischiano di aumentare significativamente i prezzi al consumo e di ridurre il consenso pubblico verso la transizione energetica.
- **La legge di bilancio 2025** ha modificato la disciplina della distribuzione prevedendo condizioni di proroga delle concessioni in essere e demandando ad un **successivo decreto ministeriale** la definizione di molti aspetti del nuovo contesto. Il nuovo dettato normativo comporta **l'abrogazione implicita** dell'art. 9 comma 2 del D. Lgs n. 79/99 che prevedeva nuovi perimetri di concessione alla scadenza trentennale e l'assegnazione dei nuovi affidamenti tramite gara.
- L'assegnazione delle concessioni di beni e servizi pubblici è un'operazione complessa nella quale si intrecciano spinte provenienti dall'ordinamento europeo, che richiede l'apertura della concorrenza «per il mercato» a potenziali nuovi entranti, e ordinamento nazionale,

generalmente più sensibile alle esigenze dei concessionari uscenti. In effetti **la norma introdotta nella legge di bilancio incontra le istanze degli attuali concessionari.**

- Ma la nuova normativa è congrua anche rispetto a principi industriali di uso efficiente di asset e risorse. Infatti, il limite superiore all'ambito delle nuove concessioni (25% delle utenze totali) posto dal "Decreto Bersani" avrebbe portato ad un frazionamento della gestione della rete sul territorio, **in contraddizione** con le spinte all'aggregazione e all'efficientamento in atto nella regolazione e **con rischi per l'occupazione.**
- Inoltre, si può ormai constatare come la **frammentazione delle filiere**, in senso orizzontale e verticale, connessa ai processi di liberalizzazione, non abbia prodotto effettivi vantaggi per i consumatori; anzi la disintegrazione dei sistemi ne ha reso più complessa e difficoltosa la gestione aumentandone quindi i costi complessivi, sia nelle fasi libere che regolate della catena del valore, generando nel contempo una **regolazione ipertrofica.**
- **La concorrenza per il mercato attraverso le gare su asset regolati non necessariamente porta benefici ai consumatori**, soprattutto se realizzata sulla base di una divisione gestionale delle reti, che complicherebbe decisioni e interventi, da definire invece armonicamente per un settore in trasformazione e strategico per la transizione. Vi sarebbe anche stato il **rischio di generare procedure lunghissime e infiniti contenziosi** (come nelle gare distribuzione gas), che avrebbero impattato negativamente sulla realizzazione degli indifferibili investimenti.
- Il decreto dovrà **favorire un contesto di regole che contribuisca all'effettuazione di questi investimenti e a una gestione efficiente della rete.** La disastrosa esperienza delle gare gas mostra quanto sia necessaria una visione del settore consapevole, coordinata e di lungo periodo, nell'interesse del sistema nazionale e dei consumatori.
- La rapida decisione che ha condotto alla formulazione contenuta nella legge di bilancio ha però portato a rinviare ad un successivo decreto la definizione di **molti aspetti critici di fondamentale rilievo.**
 - **I piani di investimento pluriennali.** Data la genericità della norma primaria che cita solo obiettivi generali, il decreto dovrà definire termini e modalità per la valutazione e l'approvazione dei piani di investimento dei Distributori, aspetto estremamente delicato e complesso, perché propedeutico alla rimodulazione delle concessioni.
 - **Non è definito un orizzonte temporale** dei piani e **neppure la dimensione dei soggetti obbligati**; inoltre, non sembra si sia tenuto conto degli obblighi di pianificazione già esistenti per i Distributori (piani quinquennali, piani connessi al PNRR). Occorrerà quindi **armonizzare i differenti atti di programmazione** per evitare duplicazioni e sovrapposizioni.
 - **La determinazione degli oneri concessori e i beneficiari.** La norma lascia del tutto indeterminati i criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione delle concessioni. Non è neppure indicato chi sarà il beneficiario del pagamento.

- **L'armonizzazione della regolazione tariffaria e il contenimento dei costi della rete.** ARERA sta procedendo da alcuni anni ad una riforma della regolazione tariffaria delle reti attraverso modelli volti a superare i metodi *RAB-based* per mezzo di principi output-based, atti a determinare le spese complessive riconosciute al distributore attraverso criteri di efficienza e selettività degli investimenti. Si tratterà di conciliare quest'ottica con quanto contenuto nei piani di investimento, anche al fine di contenere i costi di rete per i consumatori.

Si tenga conto che attualmente i costi di rete e misura (trasmissione + distribuzione) incidono su un cliente domestico per 135 euro/anno, pari al 17% della bolletta elettrica imposte incluse. La mole di investimenti previsti nella trasmissione e nella distribuzione potrebbe **raddoppiare tali costi**. Sarà quindi fondamentale l'applicazione del principio di **"efficienza prima di tutto"** raccomandato da ACER.

- **L'inclusione degli oneri concessori in tariffa.** In questo contesto, la disposizione (comma 52) che impone ad ARERA di includere gli oneri concessori nel capitale investito, quindi in tariffa, risulta uno degli aspetti più discutibili della nuova normativa. **Il riconoscimento del canone nei ricavi riconosciuti ai Distributori andrà ad appesantire ulteriormente gli oneri di rete per i consumatori.** Nella regolazione gas, il canone viene decurtato dai costi di capitale riconosciuti in tariffa, non aggiunto a essi (comma 4 dell'art 8 del DM n. 226/11).

Alcune ulteriori considerazioni:

- le proroghe ottenute da parte degli attuali concessionari dovranno essere **opportunamente valorizzate** con:
 - un **attento e costante monitoraggio** da parte dell'Amministrazione pubblica concedente dell'attività del concessionario, finalizzato alla verifica dell'attuazione degli interventi pianificati e della loro efficacia in termini di realizzazione degli obiettivi generali stabiliti dalla legge di bilancio 2025 e di quelli che verranno definiti nel decreto attuativo;
 - **nuovi inserimenti di personale**, adeguatamente formato per lo svolgimento degli aumentati compiti richiesti ai Distributori, frenando nel contempo l'emorragia di professionalità dalle aziende determinata negli ultimi anni dall'esternalizzazione di molte attività.

CAPITOLO 2

LA GENERAZIONE ELETTRICA NAZIONALE E GLI OBIETTIVI DI DECARBONIZZAZIONE: QUALI SOLUZIONI SOSTENIBILI?

Partendo dall'attuale contesto del sistema elettrico nazionale e facendo riferimento agli obiettivi del nuovo PNIEC, il capitolo è dedicato a sottolineare alcune delle principali criticità legate al perseguimento di questi traguardi, nonché ad analizzare le diverse soluzioni possibili per il futuro mix di generazione elettrica nazionale. In questo quadro, vengono svolte considerazioni su due temi particolarmente importanti e molto discussi negli ultimi mesi: il primo riguarda le concessioni idroelettriche, il secondo concerne i pro e i contro di una nuova opzione nucleare per il nostro Paese.

1. La situazione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2024

Nel 2024, la richiesta di energia elettrica sulla rete³³ è stata di 312,3 TWh, in aumento del 2,2% rispetto al 2023 (305,6 TWh), ma in lieve calo (-0,9%) sul 2022 (315 TWh)³⁴. L'aumento del 2024 interrompe un trend di diminuzione dei consumi che, ad eccezione del rimbalzo post-pandemia del 2021, era iniziato dal 2019. Ben lontano rimane comunque il picco di 340 TWh toccato nel 2007. La ripresa è stata particolarmente decisa nel terzo trimestre (+4% tendenziale), mentre negli altri ha oscillato tra il +1% e il +2%. Hanno contribuito alla crescita annua sia il calendario (+4 giornate lavorative) che l'andamento meteorologico: il dato corretto da questi fattori ridimensiona infatti la crescita da 2,2% a 1,5%.

Come già rilevato nel capitolo dedicato alle reti, **la penetrazione degli usi elettrici nei consumi finali di energia è sostanzialmente ferma da anni e lontana dai target 2030**: il 2023 ha confermato il risultato 2022 del 22,3% e anche le stime sul 2024 non rilevano scostamenti significativi da questo valore³⁵.

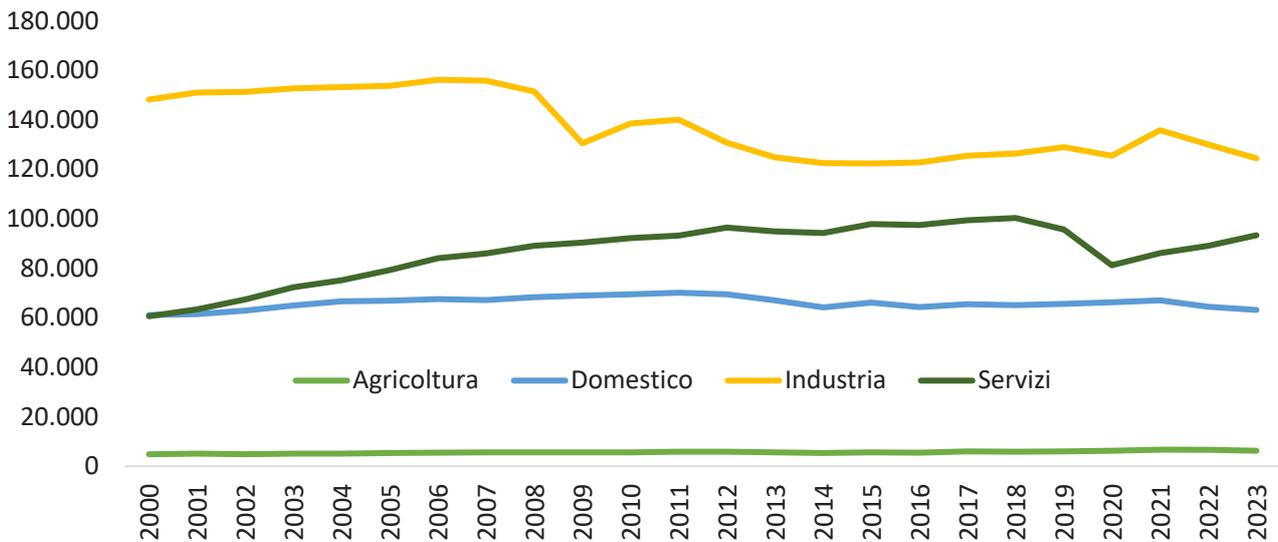
I dati consuntivi per settore del 2024 non sono ancora stati resi disponibili da Terna. Nel 2023, gli utilizzi dell'industria (-4,3%) hanno confermato il trend negativo di lungo periodo intrapreso a fine del primo decennio del secolo e per il 2024 le prime stime del TSO indicano per questo settore consumi su valori stazionari o in lieve ulteriore calo (-0,3%). Sempre per il 2023, i consumi dei servizi (93,3 TWh) hanno segnato una variazione positiva (+4,7%) pur mantenendosi sotto i livelli pre-pandemia (95,7 TWh), mentre quelli domestici hanno chiuso con un calo del 4,3% (Fig. 14).

³³ Differisce dai Consumi Finali Lordi, essendo calcolata sulla produzione netta a cui viene sottratta l'energia destinata ai pompaggi e aggiunte le importazioni nette.

³⁴ Terna, *Bollettino mensile*, dicembre 2024.

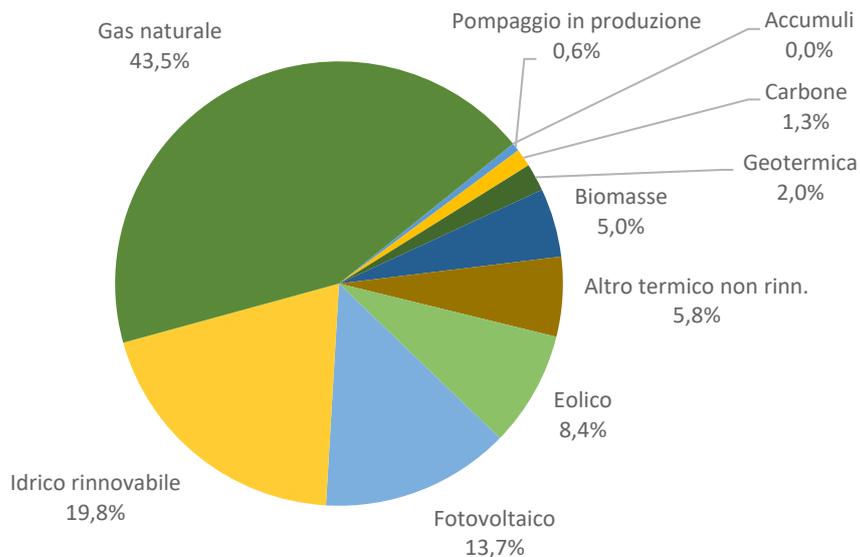
³⁵ ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano anno 2024*, marzo 2025.

Fig. 14 - Dinamiche dei consumi elettrici per settore 2000-2023 (GWh)



Fonte: elaborazioni Rie su dati Terna

Fig. 15 - Mix di generazione elettrica (2024)



Fonte: elaborazioni Rie su dati Terna e stime Rie per valore gas

La produzione da FER (128,7 TWh) ha coperto quasi il 50% del mix di generazione e il 41% dell'energia richiesta sulla rete. Il contributo dell'idroelettrico è stato del 40% sul totale delle FER e quasi il 20% sul mix totale delle fonti, in sensibile aumento sul 2023 (+12 TWh). Sulla produzione con gas naturale non vi sono ancora dati puntuali, ma si può stimare un'incidenza intorno al 44% della generazione totale netta.

Nel 2024, sono stati installati quasi 7 GW di fotovoltaico in aumento rispetto ai 5,2 GW dell'anno precedente (+30%) e quasi 0,7 GW di eolico, in lieve crescita rispetto agli 0,5 del 2023. A fine 2024,

cumulativamente, la capacità fotovoltaica in esercizio ammontava a **37,1 GW**, mentre quella **eolica a 13 GW**. Nel totale, la potenza FER installata risulta di 74,1 GW³⁶.

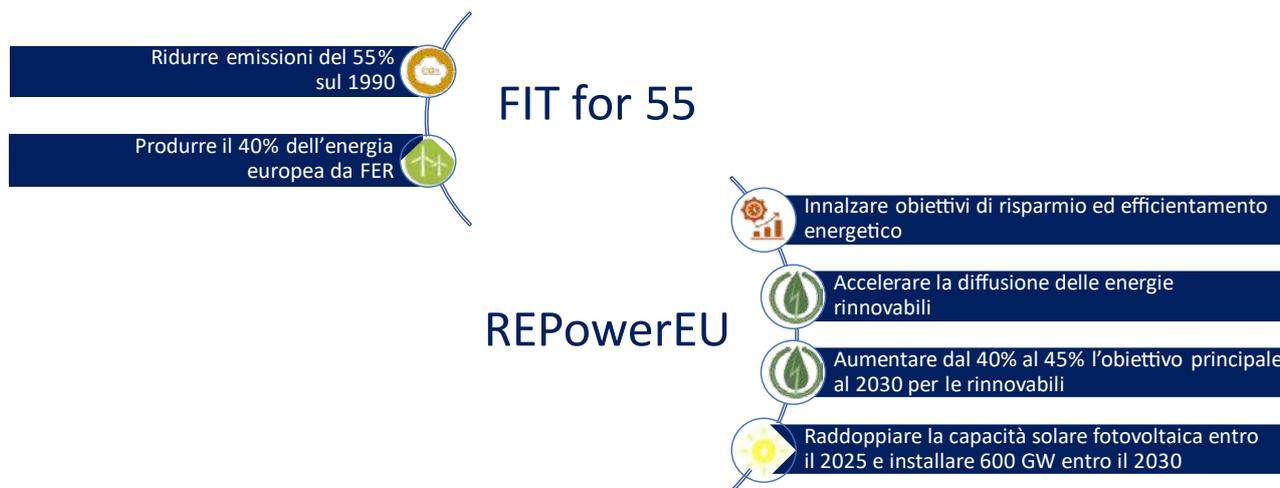
La potenza nominale degli accumuli in esercizio è aumentata di 2.113 MW, di cui quasi 1.000 MW di grande taglia. La crescita è imputabile, soprattutto nel caso dei piccoli impianti, a politiche fiscali incentivanti, mentre per gli impianti utility scale ai meccanismi di contrattualizzazione a termine previsti dal capacity market.

2. Gli obiettivi nazionali e comunitari per la decarbonizzazione

2.1. Gli impegni UE e il PNIEC

Con i nuovi obiettivi climatici ed energetici UE stabiliti dal pacchetto FIT for 55 e nel REpowerEU, gli Stati membri hanno dovuto rivedere i Piani Nazionali Energia e Clima. L'Italia ha inviato alla Commissione una bozza del nuovo PNIEC a fine giugno 2023 (il precedente Piano era datato 2019). A dicembre 2023, la Commissione si è espressa con rilievi critici su alcuni passaggi del documento. A giugno 2024, il governo italiano ha approvato la versione definitiva tenendo conto delle osservazioni della Commissione.

Fig. 16 - Obiettivi UE per il 2030



Fonte: elaborazione Rie

Il nuovo PNIEC 2024 è un documento di 490 pagine articolato secondo una struttura poco lineare, anche per via del format predisposto dall'UE. Appare più un compito diligentemente svolto per soddisfare le scadenze previste dall'UE che una convinta strategia per il futuro del settore energetico del Paese, generando dubbi sulla effettiva realizzazione degli obiettivi.

Nel PNIEC 2024, il settore elettrico contribuirà al perseguimento dell'obiettivo generale UE di riduzione delle emissioni del 55% al 2030 rispetto al 1990, con una **quota di FER pari al 63,4% dei consumi finali lordi di elettricità**, rispetto al 40% del 2024³⁷. Innanzitutto, viene considerato un

³⁶ Comprende idroelettrico, geotermia e bioenergie.

³⁷ Per il 2024 stima Rie.

aumento dei consumi di elettricità molto elevato di qui al 2030, tenuto conto del trend degli ultimi anni (Fig. 17).

Fig. 17 - Andamento dei consumi finali lordi di elettricità e stime PNIEC per il 2030 (GWh)



Fonte: elaborazioni e stime Rie su dati Terna e PNIEC 2024

L'aumento sarebbe determinato soprattutto dalla penetrazione dell'elettricità nei trasporti leggeri su strada³⁸ e nei fabbricati (pompe di calore), che spingerebbero i consumi lordi fino a 359 TWh rispetto ai circa 322 del 2024 (+37 TWh in sei anni). Ma è da ritenere che la crescita sia spinta anche dalla grande richiesta di energia necessaria per alimentare data center e sistemi di Intelligenza Artificiale, che devono garantire la disponibilità dei servizi senza interruzioni³⁹. In sostanza, l'aumento porterebbe i consumi a superare in sei anni i livelli del 2007-2008. Dato questo fabbisogno, il raggiungimento dell'obiettivo del 63,4% da FER comporterebbe, secondo il PNIEC, una produzione da rinnovabili di 228 TWh, che corrisponderebbe ad **un aumento del 77%** rispetto ai 129 TWh del 2024 (Tab. 5).

Tab. 5 - Evoluzione della produzione elettrica FER nel PNIEC (TWh) e incidenza sui consumi finali (%)

	2024	2030 PNIEC	Variazione
idroelettrica rinnovabile	52,1	46,9	-5,2
eolica	22,1	64,8	42,7
fotovoltaica	36,1	97,6	61,5
geotermica	5,3	7,5	2,2
bioenergie	13,2	10,9	-2,3
Produzione totale FER (TWh)	128,7	227,7	99,0
Consumi finali lordi	322,0	359,3	37,3
Incidenza FER sui consumi finali lordi (%)	40,0	63,4	23,4

Fonte: elaborazioni Rie su dati Terna e PNIEC 2024

³⁸ Nel settore stradale si prevede un incremento progressivo di nuove immatricolazioni di auto elettriche pure per raggiungere l'obiettivo cumulato di circa 4,3 milioni di auto elettriche che, se sommate alle auto ibride plug-in, consentirebbero di arrivare a un valore complessivo di circa 6,6 milioni di auto elettrificate circolanti al 2030.

³⁹ Governo italiano, *Disegno di legge recante «Delega al Governo in materia di energia nucleare sostenibile», Relazione illustrativa*, febbraio 2025.

Ciò richiederebbe **potenza rinnovabile aggiuntiva per 57 GW** (Tab. 6), rispetto ai 74 GW di fine 2024 (+76%), con la necessità di installare in media **9,5 GW all’anno** da qui al 2030, cifre che presuppongono per il fotovoltaico il mantenimento dell’incremento 2024 e una decisa accelerazione per l’eolico rispetto alle installazioni del 2024. Si tenga conto che le stime del PNIEC risultano comunque inferiori a quelle di Elettricità Futura che considerano possibile un maggior incremento di 10-15 GW al 2030.

Tab. 6 - Evoluzione della potenza elettrica FER nel PNIEC (GW)

	2024	2030 PNIEC	Variazione
fotovoltaica	37,1	79,3	42,2
eolica	13,0	28,1	15,1
idroelettrica rinnovabile	19,4	19,4	0,0
geotermica	0,8	1,0	0,2
bioenergie	4,0	3,2	- 0,8
Totale FER	74,3	131,0	56,7

Fonte: elaborazioni Rie su dati Terna e PNIEC 2024

Secondo il PNIEC, al fine di “garantire l’integrazione delle rinnovabili nel mercato elettrico e gestire in modo efficiente il fenomeno dell’overgeneration”, occorrerà favorire lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio elettrico sia di tipo utility scale che distribuito. Terna prevede che 71,5 GWh vengano direttamente connessi alla RTN. Questa evoluzione sarà fortemente favorita anche da un innovativo sistema di contrattualizzazione a termine: il MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico⁴⁰), che sarà avviato da Terna nel 2025.

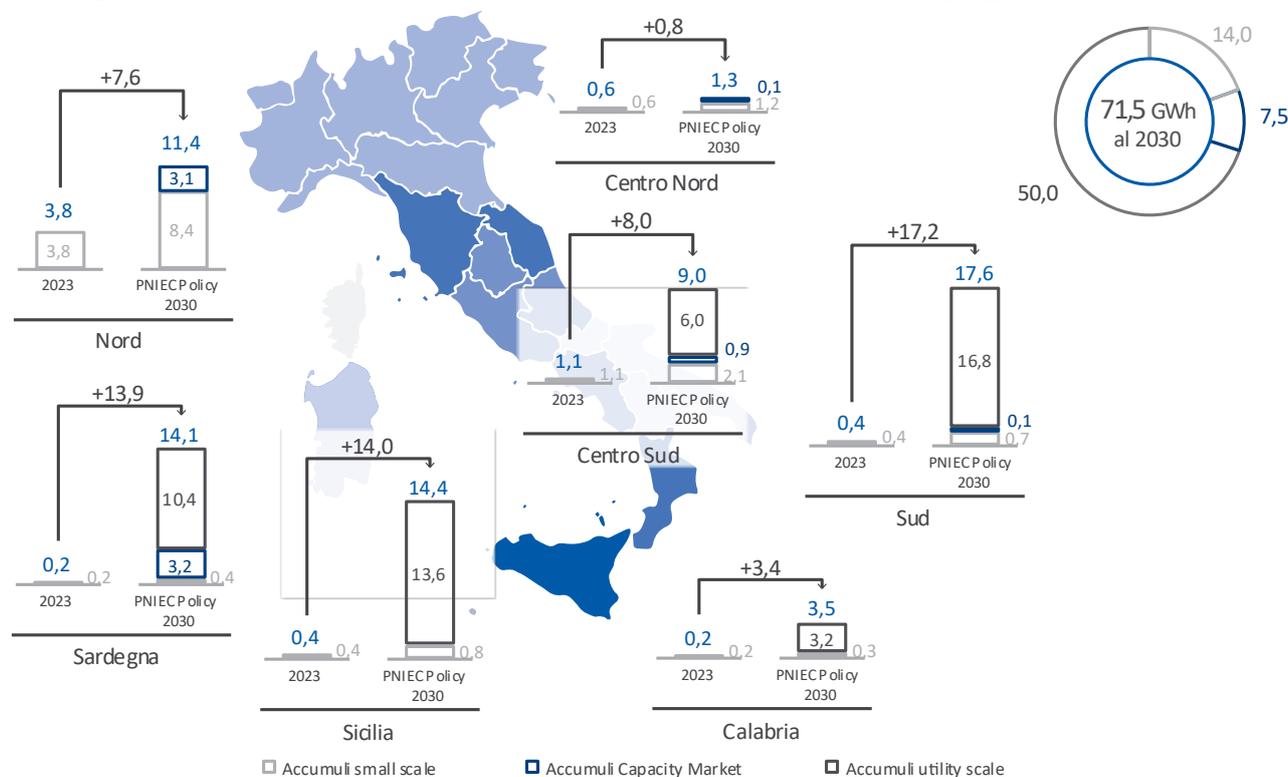
Il Piano di Sviluppo Terna 2025-2034, coerentemente con gli sviluppi FER considerati nel PNIEC e con gli scenari congiunti aggiornati Terna-Snam, prevede come necessari circa 122 GWh di capacità di accumulo, così articolati: 50 GWh di pompaggi esistenti; circa 14 GWh da accumuli di piccola taglia; circa 8 GWh di accumuli già assegnatari di contratti pluriennali nelle aste del capacity market; 50 GWh di impianti di grande taglia che potranno essere approvvigionati attraverso il MACSE e/o frutto di iniziative private.

Lo sviluppo di nuova capacità di accumulo (fra cui quella che sarà contrattualizzata ai sensi del MACSE) si configura come elemento compensativo ulteriore rispetto allo sviluppo della rete necessario per l’integrazione delle FER, e sarà strettamente dipendente dalla capacità e localizzazione delle FER realizzate. Gli scenari Terna prevedono che i nuovi sistemi di accumulo saranno localizzati principalmente nel Sud Italia e nelle Isole, dove ci si aspetta una maggiore

⁴⁰ Il MACSE è il meccanismo di approvvigionamento a termine di nuova capacità di stoccaggio elettrico, approvato dalla Commissione europea a dicembre 2023 (State Aid SA.104106 (2023/N)). Più nel dettaglio, l’approvvigionamento dovrà riguardare la capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, secondo aste periodiche e contingenti di capacità per aree. In esito a tali aste, sarà riconosciuta ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata una remunerazione annua per tutto l’orizzonte temporale di lungo termine previsto dalle aste stesse, a fronte dell’obbligo di realizzare l’impianto e di rendere disponibile a Terna la nuova capacità di stoccaggio realizzata, al fine di (i) consentirne l’esercizio a operatori di mercato terzi sui mercati dell’energia e (ii) renderla disponibile sul MSD. Tale capacità dovrà essere approvvigionata in maniera progressiva con aste sequenziali. In tal modo, il fabbisogno procurato tramite ciascuna asta verrà dimensionato in modo tale da tenere conto dell’evoluzione attesa di nuova capacità rinnovabile, sia in termini di quantità che di distribuzione tra le varie zone di mercato.

concentrazione di nuove FER. Tuttavia, in ottica di programmazione operativa, il TSO ritiene opportuno aggiornare periodicamente la localizzazione del fabbisogno accumuli “con l’obiettivo di inseguire in modo efficiente l’effettiva evoluzione delle risorse di sistema che si verificherà nei prossimi anni”⁴¹.

Fig. 18 - Terna PdS 2025: localizzazione accumuli (al netto dei pompaggi esistenti) (GWh)



Fonte: Terna, Piano di sviluppo 2025

Riguardo la **produzione a carbone**, il PNIEC considera che il processo di phase-out degli impianti rimanenti (Civitavecchia, Brindisi, Sulcis, Fiumesanto), per un totale di 4.650 MW di cui 1.000 MW in Sardegna, ha incontrato difficoltà in seguito alla crisi causata dalla guerra in Ucraina dato che per ragioni di sicurezza è stato necessario procedere ad una massimizzazione della generazione convenzionale non alimentata a gas. A queste occorre aggiungere la centrale di Monfalcone (315 MW) che, pur non essendo ancora formalmente dismessa, a partire da maggio 2024 non è più abilitata ai mercati dell’energia. Tuttavia, al netto di questi aspetti, le azioni già messe in atto e pianificate sarebbero comunque adeguate a consentire il phase-out delle centrali a carbone ancora in esercizio sul Continente entro il 2025, mentre per la Sardegna, lo sviluppo di FER, accumuli e nuove interconnessioni con il Continente (Tyrrhenian link, SACOI 3) è ritenuto indispensabile per l’abbandono del carbone e vi sono difficoltà tecniche a conseguire tale obiettivo al 2025; l’ipotesi realistica per il Piano è di avviare il phase-out nell’Isola al 2025 e completare il processo nel 2028.

Relativamente alla **produzione a gas naturale**, il PNIEC segnala 16 iniziative autorizzate, 5 delle quali costituiscono nuove centrali per una potenza complessiva di circa 3.500 MW, 7 costituiscono interventi di upgrade per una potenza aggiuntiva di circa 610 MW e 4 riguardano interventi di ammodernamento o rifacimento senza incrementi di potenza. Complessivamente, quindi, entro il

⁴¹ Terna, Piano di sviluppo 2025, marzo 2025.

2026 si attendono l'entrata in esercizio di 4.100 MW aggiuntivi, considerati dal piano nazionale come necessari per garantire in sicurezza il phase-out del carbone.

Inoltre, nel nuovo PNIEC sono state introdotte ipotesi per uno sviluppo nel lungo termine della **generazione nucleare**. Secondo le ipotesi di scenario inserite, un mix equilibrato di rinnovabili, nucleare e gas (con quest'ultimo che deve essere dotato di sistemi di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica per ridurre le emissioni) può consentire di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, in particolare con una quota ottimale di produzione da fonte nucleare che dovrebbe coprire tra l'11% e il 22% della richiesta di energia elettrica (ovvero tra gli 8 e i 16 GW di capacità nucleare installata).

2.2. Osservazioni su stato e obiettivi nazionali per la transizione

Partendo dagli scenari del PNIEC, i prossimi paragrafi sono dedicati all'analisi di alcuni aspetti critici rispetto alla loro realizzazione.

2.2.1. La penetrazione degli usi elettrici e il fabbisogno al 2030

Una prima osservazione può essere rivolta alle attese del PNIEC riguardo la penetrazione al 2030 del vettore elettrico negli usi finali, principalmente nei trasporti leggeri su strada e negli edifici, con conseguenti stime di crescita del fabbisogno elettrico nazionale. Relativamente agli obiettivi indicati nel PNIEC, dato il livello della domanda elettrica negli ultimi anni, per giungere ai consumi previsti al 2030 si dovrebbe verificare un'impennata della curva di consumo (Fig. 17), con un incremento di +37 TWh in sei anni, per una crescita media annua dell'1,8% rispetto allo -0,4% medio degli ultimi 10 anni; si tratterebbe di un aumento simile a quello realizzatosi tra il 2000 e il 2007. Al 2030, la penetrazione dell'elettricità sui consumi finali totali di energia sarebbe del 28,1% rispetto al 22,3% stabile degli ultimi anni.

Considerando che le stime indicano un fabbisogno di 2 TWh per milione di autovetture elettriche, anche se si dovesse raggiungere al 2030 la sempre più improbabile cifra di 6,6 milioni di auto elettrificate (4,3 milioni di BEV + ibride e plug-in), la crescita delle necessità per il sistema sarebbe contenuta in un massimo di 10-12 TWh. Risulta poi ancora molto incerta la velocità di penetrazione del vettore elettrico nel settore termico per il riscaldamento degli edifici, date per esempio le problematiche tecniche, economiche e regolatorie⁴² di installazione delle pompe di calore negli edifici esistenti. Difficile anche prevedere al momento le necessità e le tempistiche di sviluppo dei grandi data center.

Questi elementi di forte incertezza, uniti al graduale aumento dell'efficienza nei consumi industriali e civili – per miglioramento e innovazione delle tecnologie, misure di risparmio energetico e comportamenti dei consumatori – **rendono poco probabile un'accelerazione così spinta dell'elettrificazione nei tempi considerati dal PNIEC.**

In ogni caso, anche se i consumi al 2030 dovessero essere inferiori a quanto stimato, l'obiettivo di riduzione delle emissioni del 55% su cui gli Stati europei si sono impegnati non sposta il problema

⁴² La messa al bando delle caldaie a gas è stata per ora posticipata dall'UE al 2040, ciò comporta per quella data il divieto di produzione e la commercializzazione di nuovi modelli a gas.

della crescita delle tecnologie decarbonizzate. **La riduzione delle emissioni che non si dovesse ottenere nei consumi finali dovrà essere perseguita a monte della filiera**, non intaccando gli obiettivi di crescita in termini assoluti delle rinnovabili elettriche, che comportano diverse problematiche.

2.2.2. Le tempistiche per la realizzazione degli impianti FER

La direttiva RED III (n. 2023/2413) ha aggiornato la precedente RED II (n. 2018/2001) ed è entrata in vigore a fine 2023. Ha introdotto modifiche e semplificazioni sulle procedure autorizzative per gli impianti a energie rinnovabili al fine di superare gli ostacoli che ne frenano la diffusione. In particolare: fissa in 24 mesi la durata massima dell'intero processo autorizzativo; istituisce le aree di accelerazione per le FER (che devono essere definite dagli Stati membri) in cui viene stabilita in 12 mesi la durata massima delle procedure autorizzative; introduce il concetto di interesse pubblico prevalente per le rinnovabili (compresi accumuli e connessioni) che si applica quando i progetti sono contestati in tribunale; prevede la digitalizzazione delle procedure autorizzative e la creazione di una piattaforma comune europea per supportare gli Stati durante le fasi autorizzative.

Tuttavia, i problemi sul permitting, derivanti dai lunghi tempi di autorizzazione e dai rischi di contenziosi una volta questa sia stata ottenuta, investono ancora tutti i Paesi europei. Inoltre, per la peculiarità degli impianti, la fase autorizzativa impatta più pesantemente sull'eolico rispetto al fotovoltaico, che sta invece presentando accelerazioni nel processo. La necessità di coinvolgere numerosi enti, non solo a livello nazionale ma anche locale, fa sì che i costi del processo autorizzativo siano sempre elevati (fino al 20-30% dei costi di investimento) e presentino ampia variabilità anche all'interno di uno stesso Paese.

In Italia e in quasi tutta Europa, le tempistiche di permitting per eolico e solare sono generalmente superiori rispetto ai 24 mesi previsti dalla direttiva RED III. A settembre 2024, l'UE ha avviato una procedura di messa in mora nei confronti di Italia e di altri 25 Stati membri. Ad oggi, 18 di questi hanno risolto il contenzioso, mentre 8 (Italia, Bulgaria, Spagna, Francia, Cipro, Paesi Bassi, Slovacchia e Svezia) restano coinvolti e hanno ricevuto un parere motivato.

A. Saturazione fisica e virtuale della rete

I costi di gestione delle **congestioni sulle reti elettriche** nell'UE continuano ad aumentare (4,2 miliardi di euro nel 2023, secondo stime ACER) e diversi Stati membri stanno sperimentando ritardi nella connessione alla rete per la generazione rinnovabile a causa della limitata *hosting capacity*. In molti Paesi europei i fenomeni di congestione crescono a causa degli squilibri tra domanda e offerta di energia, ancora insufficiente diffusione degli accumuli e di soluzioni di *demand response*. La generazione da fonti rinnovabili è fortemente ostacolata da questi fattori e i costi delle congestioni si ripercuotono sui prezzi per gli utenti finali. Questa situazione è già fonte di preoccupazione in alcuni paesi come la Germania e cresce in altri come Spagna, Italia, Francia. La congestione della rete sta diventando un problema serio, che porta sempre più spesso a prezzi negativi dell'elettricità e a tassi di *curtailment* più elevati, che riducono l'attrattiva finanziaria degli investimenti.

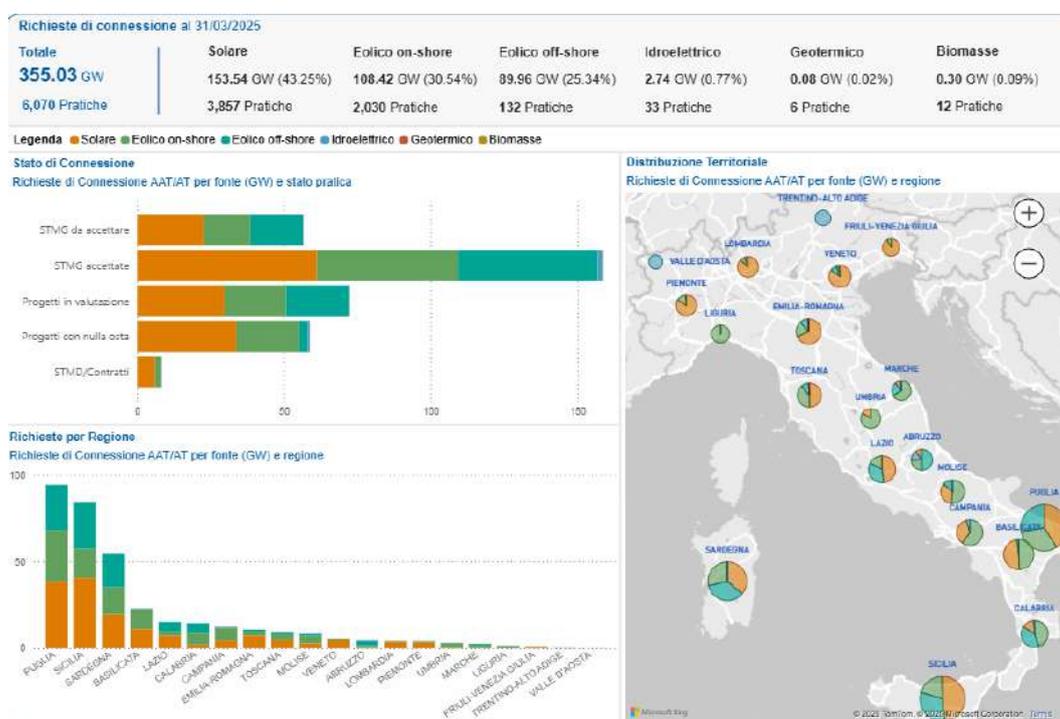
La saturazione fisica della rete nell'accogliere nuova potenza rinnovabile è aggravata anche da una pianificazione lenta o inefficiente dell'infrastruttura di trasmissione, dalla realizzazione lenta delle

espansioni e dei potenziamenti di rete autorizzati. I **lunghi iter autorizzativi** ostacolano l'espansione delle rinnovabili, soprattutto nel settore eolico e nelle grandi infrastrutture di rete. Il tempo medio di attuazione di un progetto di trasmissione è di oltre 10 anni, di cui più della metà è dedicata alla fase di autorizzazione.

Oltre alla saturazione fisica si pone il problema della **saturazione virtuale**, con "code" nelle procedure di allacciamento che stanno portando diversi Stati, tra cui l'Italia, a riconsiderare l'iter per le richieste di connessione.

Al 31 marzo 2025, Terna aveva ricevuto 6.070 pratiche per richieste di connessione per 355 GW di potenza rinnovabile⁴³ (Fig. 19), di cui il 43,3% per impianti fotovoltaici (3.857 pratiche), il 30,5% per eolico onshore (2.030 pratiche), il 25,3% per eolico offshore (132 pratiche). Complessivamente, sei volte quella ritenuta necessaria per gli obiettivi 2030. Le regioni con maggiori richieste risultano Puglia, Sicilia e Sardegna.

Fig. 19 - Richieste di connessione ricevute da Terna al 31/03/2025



Nota: STMG (Soluzione tecnica minima generale per la connessione) è la soluzione per la connessione elaborata dal Gestore in seguito ad una richiesta di connessione.

Fonte: Terna

Relativamente agli accumuli, le pratiche erano 3.603 per 304 GW, di cui 88,2% imputabili ad accumuli elettrochimici stand-alone e il 3,3% a pompaggi puri o misti (il resto è legato a specifici impianti fotovoltaici o eolici).

⁴³ Terna gestisce le richieste di connessione in alta tensione che pervengono direttamente e indirettamente (per il tramite delle società distributrici) dai proponenti di iniziative rinnovabili e riceve dalle imprese distributrici, la cui rete è direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale, un rapporto trimestrale relativo a ciascun impianto da connettere alla rete di distribuzione in media e bassa tensione.

Tuttavia, solo una parte delle domande sarà trasformata in progetti, solo una parte dei progetti verrà autorizzata, solo una parte delle autorizzazioni diventerà un impianto in esercizio. In sintesi, il **“tasso di mortalità” delle richieste è elevatissimo**. Ma l’enorme numero di pratiche intasa gli uffici e **ritarda le procedure**: le tempistiche per giungere all’accettazione da parte di Terna sono lunghe; secondo uno studio⁴⁴, su un campione di 120 richieste, ad un anno dalla presentazione, solo il 30% aveva cominciato l’iter autorizzativo. Infatti, tutte le richieste devono essere trattate da Terna in pari modo, come progetti che potrebbero essere realizzati, comportando anche riprogettazione frequenti della rete. Con 2.500 euro e un’autodichiarazione è possibile “occupare” centinaia di MW determinando una saturazione virtuale della rete e, una volta accettata la richiesta di connessione, è poi molto facile mantenerla in vita attraverso una dichiarazione periodica. Qualunque soggetto, anche senza esperienza in rinnovabili e senza capacità finanziaria, può presentare la domanda e Terna è obbligata a fare un preventivo e a occupare capacità nelle cabine primarie. La questione della “saturazione virtuale” della rete, con soggetti che mirano ad accaparrarsi connessioni, soprattutto nel Sud, sta diventando un problema centrale. Per risolverlo, sono allo studio cambiamenti sulle regole con cui Terna concede le soluzioni di connessione: qualunque richiesta viene ora soddisfatta sulla base del principio “first come, first serve”. Occorrerebbe razionalizzare le richieste, introducendo criteri maggiormente selettivi e definendo soluzioni per eliminare quelle non realizzabili, al fine di evitare che capacità impegnata fittiziamente vada a penalizzare progetti solidi. Al momento in cui scriviamo sono all’analisi di MASE e Terna soluzioni atte a rendere “più tenue” o a superare il beneficio “first come first serve”.

B. Il permitting

Una volta accettato il preventivo di connessione emesso da Terna, le richieste finiscono sul tavolo degli Enti locali, che dovrebbero analizzare una quantità enorme di progetti non ancora selezionati dal punto di vista tecnico ed economico. Nonostante le semplificazioni introdotte dal DL 24 febbraio 2023, n. 13 (coordinato con la legge di conversione n. 41/23), finalizzate allo snellimento delle procedure autorizzative, i tempi del permitting rimangono un collo di bottiglia per la realizzazione di nuova potenza FER.

Secondo studi⁴⁵, per l’eolico onshore, il processo di autorizzazione si protrae per oltre tre anni e mezzo, con riferimento sia al 2023 che alla media del periodo 2019-2022. E solamente l’8% dei progetti ha ricevuto l’autorizzazione, mentre più del 90% rimane in attesa di una risposta definitiva. Nel caso del solare, i tempi sono più rapidi, soprattutto al Nord, dove il *success rate* dei progetti risulta del 36% con tempi per l’ottenimento dell’autorizzazione unica ridottisi a 5 mesi rispetto ai 10 mesi del resto del Paese⁴⁶.

Inoltre, si è creato un mercato delle autorizzazioni per cui chi le ottiene può rivendere il progetto autorizzato, elevando il costo complessivo delle autorizzazioni fino al 30% del costo di costruzione dell’impianto e creando effetti inflattivi sulla filiera⁴⁷.

⁴⁴ Elemens, 2023.

⁴⁵ Corriere della Sera su studio Elemens, febbraio 2024.

⁴⁶ Elemens, *Solare in Italia nel 2024: la narrativa, i dati*, dicembre 2024.

⁴⁷ Corriere della Sera, Intervista a R. Mazzoncini AD di A2A, febbraio 2024.

Nasce da queste difficoltà il concetto di **area idonea**, ossia l'identificazione di spazi "privilegiati" in cui il permitting diventa più agevole, soluzione prevista dalla RED III. Con il c.d. Decreto Aree Idonee (D.M. 21/06/2024 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 153 del 2 luglio) il governo italiano ha demandato alle regioni la definizione delle aree idonee alle FER, fornendo linee sulle modalità di recepimento del Decreto nelle leggi regionali, che dovranno essere varate entro il primo semestre del 2025⁴⁸. A fine marzo 2025, sono 13 le regioni che hanno avviato pubblicamente o approvato l'iter per la definizione delle Aree Idonee, mentre solo tre lo hanno concluso: Sardegna (Legge regionale 20/2024), la cui normativa però è oggetto di impugnazione da parte dello Stato (presenta profili di incostituzionalità in quanto risulta retroattiva, rende non idonee aree che lo Stato considera invece adatte e prevede una procedura troppo complessa e restrittiva); Friuli-Venezia Giulia (DdL n° 38 di febbraio 2025), dove però la pubblicazione della cartografia con le aree sul territorio avverrà a 12 mesi dall'approvazione della legge; Abruzzo, dove rispetto al disegno di legge della giunta, la legge approvata amplia le aree non idonee, includendovi anche alcune aree oggetto di tutela e dettagliando maggiormente i terreni agricoli su cui non si possono installare impianti rinnovabili.

Altre regioni hanno presentato disegni di legge che sono in corso di discussione (Piemonte, Lombardia, Veneto, Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Puglia, Calabria e Sicilia).

In tale contesto ancora nebuloso diventa sempre più importante **garantire una programmazione efficiente e coordinata** degli impianti di produzione, delle infrastrutture della rete elettrica e dei sistemi di accumulo di energia. Occorre realizzare un coordinamento sempre più stretto tra Terna e le istituzioni preposte al rilascio delle autorizzazioni, al fine di permettere una **pianificazione territoriale più efficiente** delle reti, della distribuzione delle rinnovabili e dell'uso del suolo⁴⁹.

2.2.3. Il problema strutturale degli investimenti

Le problematiche elencate rendono complessivamente lungo e incerto l'iter di realizzazione di un impianto FER utility scale, tenendo conto che dopo le autorizzazioni occorre giungere alla decisione finale di investimento. C'è bisogno di un quadro di regole coordinate e molto favorevoli per stimolare gli investimenti in progetti utility scale. Tra queste, appaiono essenziali, misure per la **diffusione di contratti a lungo termine**, quali i contratti per differenza (CfD) e i PPA (Power Purchase Agreement), senza i quali non vi è garanzia di ritorni sufficientemente certi e di bancabilità dei progetti⁵⁰.

In Italia è presente un sistema di incentivazione definito a partire dal 2019 ("FER1") con cui il GSE organizza aste competitive basate su contratti CfD della durata di 20 anni che per gli impianti utility scale vedono concorrere assieme eolico e fotovoltaico (aste tecnologicamente neutre). Nel 2024 sono state bandite aste per la potenza prevista ma non assegnata nelle precedenti tornate. Il sistema

⁴⁸ Il Decreto però è stato impugnato ed è pendente il giudizio del Tar Lazio.

⁴⁹ Tali necessità hanno trovato un primo riscontro nel DL 181/2023, disponendo all'art. 9 che, "al fine di garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo di energia, (...) Terna Spa, in qualità di gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale, istituisca un portale digitale" con dati e informazioni degli interventi di sviluppo della rete elettrica, delle richieste di connessione e dello stato di avanzamento delle procedure.

⁵⁰ Garantiscono la copertura dei costi fissi per l'investitore e offrono un meccanismo assicurativo per gli acquirenti dalle fluttuazioni e dai picchi dei prezzi elettrici.

è stato corretto nel 2023 adeguando le tariffe al tasso di inflazione e consentendo al GSE di regolare l'offerta in base alle richieste disponibili impiegando la potenza di contingenti ancora inutilizzati. L'esito del bando di febbraio 2024 (14°) ha visto allocare poco meno di 300 MW (su 690 MW disponibili) tra eolico e fotovoltaico con tariffe comprese tra da 73,2 e 75,9 €/MWh. Il 15° bando di luglio ha, invece, assegnato 433 MW su 534 disponibili, di cui 322 MW sono andati al fotovoltaico con tariffe in linea con la tornata precedente (73,5 €/MWh il ribasso massimo). La 16° procedura a dicembre 2024 ha previsto come tariffa a base d'asta per eolico e fotovoltaico 78,2 €/MWh.

Nel corso del 2024, due distinti decreti ministeriali hanno ricevuto il via libera da Bruxelles. Il primo, denominato **FER2**, si riferisce alle fonti rinnovabili le cui tecnologie non sono ritenute ancora mature (es. eolico offshore). Il secondo, chiamato **FER X**, riservato a tecnologie mature come eolico onshore e fotovoltaico, è entrato in vigore nel 2025 ed è considerato transitorio nelle more di un intervento più strutturale. Mentre il primo riguarda i vari contingenti di potenza disponibili, distinti per fonte e tecnologia, che saranno assegnati da qui al 2028 per complessivi 4,59 GW di nuova capacità (di cui ben 3,8 GW di eolico offshore), il secondo metterà a gara tra eolico e fotovoltaico 14 GW di potenza tramite due aste dedicate nel 2025 basate su contratti CfD a due vie della durata ventennale. Il funzionamento ruota intorno a due prezzi: lo strike price, che è il compenso fisso e garantito per i kWh prodotti dall'impianto ed è determinato tramite gara, e il reference price, che rappresenta la valorizzazione ottenuta sul mercato per l'energia elettrica prodotta. In tal modo il contratto non garantisce solo una compensazione al produttore quando il reference price del mercato è inferiore allo strike price del suo CfD, ma prevede anche in modo speculare che il produttore debba restituire l'eventuale differenza positiva tra i due prezzi. Il prezzo del mercato all'ingrosso del giorno prima sarà il reference price e la valorizzazione della produzione dell'impianto avverrà in base ai prezzi zionali vigenti nei periodi in cui essa è immessa in rete. Per gli impianti fotovoltaici sono previsti anche fattori di correzione ai prezzi di aggiudicazione per le zone geografiche con livelli di insolazione meno favorevoli (+10 €/MWh al Nord e + 4 €/MWh a centro). Potranno partecipare alle gare impianti di potenza superiore a 1 MW che siano in possesso delle autorizzazioni richieste per la costruzione e l'esercizio dell'impianto (VIA positiva e accettazione definitiva della connessione).

I grandi progetti di fotovoltaico autorizzati o in possesso di valutazione ambientale positiva, ma non ancora in costruzione probabilmente perché erano in attesa della pubblicazione del decreto FER X, sono valutati in circa 27 GW⁵¹, una potenza superiore ai quantitativi che dovrebbero essere messi a gara nei prossimi 12 mesi.

La previsione dei costi **a carico delle bollette** riferibili al decreto FER X è di 490 milioni di euro all'anno, per un totale di 9,8 miliardi di euro (20 anni). Ben più elevata quella del c.d. FER2, che dovrebbe costare a regime – cioè una volta che tutti gli impianti siano realizzati – 1,85 miliardi di euro all'anno, per un totale di 35,3 miliardi da erogare durante la vita utile degli impianti (25 anni)⁵².

⁵¹ Staffetta Quotidiana, *FERX, Elemens: fino a 27 GW di FV per la prima asta, forte competizione in Sicilia e al Sud*, 18 marzo 2025.

⁵² Goldoni G., *Fer2 e FerX: vademecum per le aste rinnovabili*, RivistaEnergia.it, 21 gennaio 2025.

2.2.4. I costi delle FER

Se è vero che la produzione da fonti rinnovabili è diventata competitiva, è altrettanto vero che **la valutazione dei suoi costi per il sistema non può essere limitata alla fase di generazione**, comportando le FER non programmabili anche oneri per:

- **il bilanciamento in tempo reale del sistema;**
- **l'adeguamento delle reti** (aumento della *hosting capacity*);
- **il parallelo sviluppo dei sistemi di accumulo.**

In particolare, gli accumuli dovranno essere prevalentemente elettrochimici date le limitate possibilità di potenziare o sviluppare quelli idroelettrici. La nuova capacità di stoccaggio dovrà essere realizzata sul territorio in maniera coerente con lo sviluppo previsto delle rinnovabili (principalmente localizzate a Sud e Isole, dove è maggiore la risorsa eolica e solare) e tenendo conto degli adeguamenti necessari della rete elettrica⁵³.

Le tecnologie a quest'ultimo riguardo sono in continua evoluzione, ma rimangono ancora molte incertezze su costi e tempi per la loro implementazione: il quadro europeo (sia per gli accumuli stand-alone che per gli impianti abbinati a generazione rinnovabile) risulta ancora alle fasi iniziali di sviluppo ed è caratterizzato da diverse incognite sulle regole e modalità di partecipazione degli accumuli ai mercati, sulla loro remunerazione, sugli strumenti di supporto. L'accumulo large scale, infatti, diventa economicamente sostenibile al crescere delle possibilità di offrire più servizi di flessibilità alla rete; i capex risultano ancora elevati; importanti criticità possono sorgere dalla disponibilità di materiali critici come litio e cobalto, con nuove dipendenze da paesi extra-UE, concorrenza con altri usi (batterie per veicoli elettrici) e aumento dei costi.

La diffusione di sistemi di storage comporta ingenti investimenti, tanto che alcuni studi stimano una necessità tra qui e il 2050 di **circa 12-15 miliardi di euro in media annua**. La sostenibilità economica degli investimenti dipenderà dalla scelta di affidarsi alle aste o al mercato in base alla loro convenienza. Nel primo caso è previsto un sistema basato su aste competitive organizzate da Terna (MACSE) i cui vincitori riceveranno un premio annuo per l'intero periodo di consegna⁵⁴. La prima asta è prevista nel 2025. Nel secondo caso, ricorrendo al mercato, le fonti di ricavo potrebbero essere diverse: l'arbitraggio, la cui redditività è oggi limitata dalla volatilità sugli spread di prezzo tra le ore di punta e quelle off peak; i servizi di dispacciamento; la partecipazione al *capacity market*, per cui saranno organizzate altre aste. L'incertezza su come e quando evolverà tale contesto, i capex ancora

⁵³ Terna, *Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica*, agosto 2023.

⁵⁴ Alle aste potranno partecipare gli operatori titolari di nuovi impianti di accumulo per i quali siano state rilasciate le autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio. I soggetti selezionati in esito all'asta avranno l'obbligo di realizzare l'impianto e rendere disponibile la capacità di stoccaggio a operatori di mercato terzi attraverso una piattaforma gestita dal GME. Dovranno poi offrire tale capacità sul mercato del servizio di dispacciamento (MSD). Il soggetto, a sua volta, avrà il diritto di ricevere da Terna un premio fisso annuo. La prima procedura concorsuale si svolgerà per approvvigionare batterie agli ioni di litio e pompaggi idroelettrici, prevedendo una durata contrattuale di 12/14 anni per le batterie agli ioni di litio e al massimo 30 anni per i pompaggi idroelettrici. La durata effettiva dei contratti sarà resa nota, insieme agli altri parametri tecnici individuati nello studio posto in consultazione, almeno 180 giorni prima dell'asta. È inoltre previsto un anticipo della data di svolgimento dell'asta rispetto alla data di entrata in esercizio di almeno 1/3 anni per le batterie agli ioni di litio e di 5/7 anni per i pompaggi idroelettrici. Anche in questo caso, l'anticipo effettivo sarà reso noto almeno 180 giorni prima dell'asta.

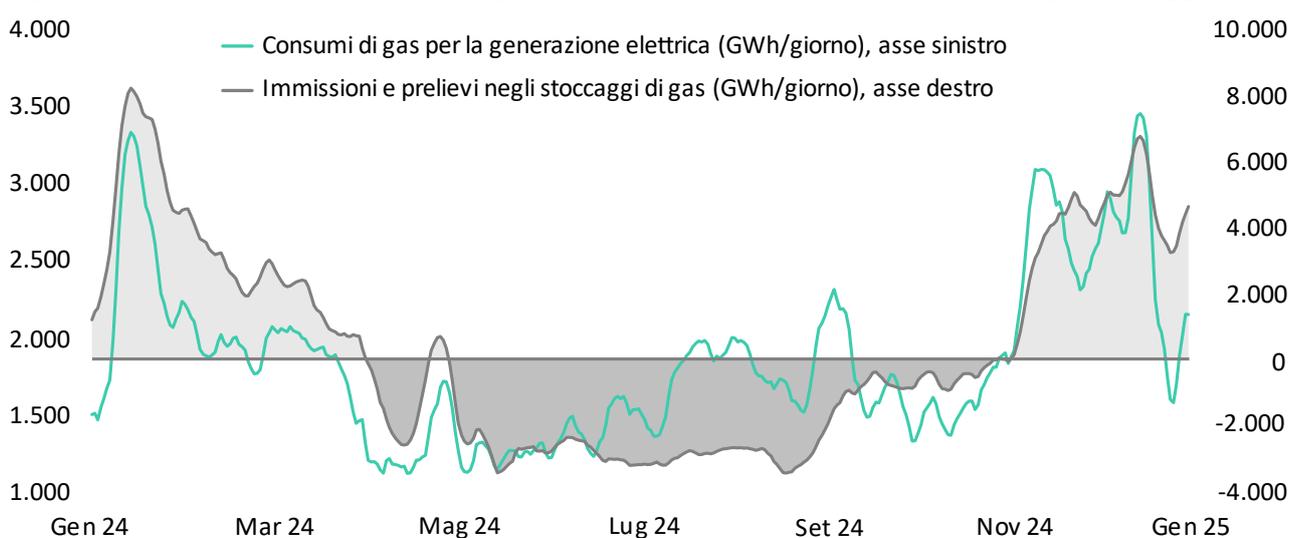
elevati e il rischio di aumento del costo della componentistica a causa di quello delle materie prime, non favoriscono ancora la definizione di strategie di investimento sufficientemente certe.

Si osserva, inoltre, come in un ipotetico scenario 100% rinnovabili, come quello pensato dall'UE per il 2050, sarà necessario sviluppare **consistente capacità di generazione addizionale** rispetto a quanto strettamente necessario per soddisfare il fabbisogno annuo, in quanto la discontinuità e la stagionalità della produzione può rendere non sufficiente l'utilizzo di soli sistemi di accumulo per il trasferimento intertemporale dell'energia elettrica prodotta. Tutto ciò con costi al momento non quantificabili per il sistema.

2.3. La funzione del gas naturale per la flessibilità e la sicurezza del sistema elettrico

La relazione tra gas ed elettricità sta evolvendo, non solo in ambito nazionale ma anche europeo. Nonostante la riduzione dei consumi gas complessivi per l'avanzare della nuova capacità elettrica da fonti rinnovabili intermittenti (nel 2024 eolico e fotovoltaico hanno coperto quasi il 30% della generazione elettrica UE⁵⁵), **le centrali a gas, assieme alla produzione idroelettrica a bacino, svolgono un ruolo cruciale nella stabilizzazione del sistema elettrico europeo**, costituendo uno **strumento fondamentale di flessibilità** per la copertura della domanda elettrica quando la produzione rinnovabile non programmabile diminuisce per ragioni meteo. Ciò è stato particolarmente evidente per tutto novembre e la prima decade di dicembre 2024, quando una stasi di vento ha colpito parte dell'Europa e soprattutto la Germania dove la tecnologia eolica (onshore + offshore) copre ormai oltre il 30% del mix elettrico del Paese, determinando un significativo aumento della domanda di produzione termoelettrica a gas. I grandi stoccaggi di gas dell'UE aiutano a gestire le oscillazioni stagionali della domanda elettrica e forniscono un cuscinetto contro i rischi di approvvigionamento.

Fig. 20 - Correlazione tra consumi di gas per generazione elettrica e prelievi dagli stoccaggi in UE

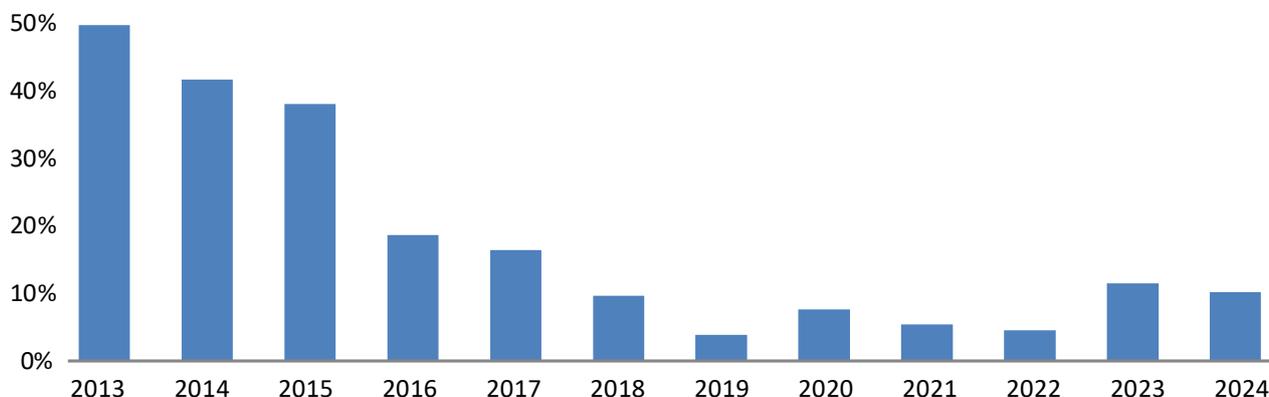


Fonte: ACER, *Key developments in Europeanelectricity and gas markets, 2025*

⁵⁵ Elaborazioni Rie su dati Fraunhofer Institute.

Inoltre, le centrali a gas hanno sempre **contribuito al margine di adeguatezza** del sistema elettrico, che risulta oggi inferiore al passato, in particolare nei mesi estivi, quando anche nel 2024 la punta della domanda oraria è risultata vicina al massimo storico.

Fig. 21 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno



Nota: margine di capacità "effettivo", cioè capacità disponibile (calcolato ipotizzando disponibilità nulla delle FER) in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione) nel 99° delle ore di ogni periodo (99° percentile).

Fonte: ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, 1/2025

L'ultimo biennio ha comunque visto un leggero miglioramento sul fronte dell'adeguatezza del sistema, grazie all'entrata in funzione di nuova generazione termoelettrica dopo molti anni (Fig. 21)⁵⁶.

Rispetto al PNIEC 2019, un elemento centrale dell'aggiornamento del nuovo Piano è il gas naturale, che favorirà anche il phase-out del carbone senza compromettere gli obiettivi di sicurezza energetica. Infatti, secondo il nuovo PNIEC l'uscita dal fossile a più elevate emissioni sarà attuata anche attraverso "la realizzazione di unità termoelettriche addizionali alimentate a gas, necessarie anche per il mantenimento dell'adeguatezza del sistema in presenza del forte incremento delle quote di rinnovabili non programmabili nella generazione elettrica". Una soluzione non scontata, visto che nella versione 2019 del Piano si era ipotizzato anche di trasformare centrali a gas come Torre Valdaliga Nord a Montalto di Castro in mega stazioni di accumulo.

Dall'ultimo rapporto sull'adeguatezza del sistema elettrico nazionale di Terna⁵⁷ emerge che, **nonostante la grande capacità installata, il contributo effettivo delle rinnovabili alla stabilità del sistema è limitato. Senza adeguate misure di supporto, l'Italia rischia quindi un'instabilità energetica.**

"La progressiva sostituzione della generazione termoelettrica programmabile alimentata a gas da parte delle FRNP pone la necessità di affrontare e superare sfide significative nella gestione del sistema elettrico, quali:

- garantire l'adeguatezza del sistema, considerando l'aleatorietà delle FRNP e quantificando opportunamente il contributo di accumuli e import;

⁵⁶ ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, anno 2024, marzo 2025.

⁵⁷ Terna, *Rapporto adeguatezza Italia 2024*, marzo 2025.

- gestire la progressiva riduzione della potenza regolante e dell'inerzia, a seguito della sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- gestire le problematiche di regolazione di tensione (sovratensioni e buchi di tensione) e di instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate);
- mitigare l'aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo delle FRNP, per sua natura non omogeneo rispetto ai centri di consumo"⁵⁸.

Con orizzonte 2035, grazie a fotovoltaico ed eolico, il nostro sistema potrebbe arrivare a 137 GW di capacità rinnovabile installata, ma ciò non garantirebbe automaticamente una maggiore sicurezza. L'importante incremento delle FRNP e degli accumuli determinerà una sostanziale riduzione delle ore di funzionamento del parco di generazione termoelettrico, con contrazione dei margini di guadagno e conseguente rischio di dismissione per insostenibilità economica. Secondo Terna, la capacità termoelettrica complessivamente stimata come "indisponibile per insostenibilità economica" (ovvero con margini di contribuzione inferiori ai costi fissi) potrebbe risultare pari a 20,8 GW già nel 2028, per poi crescere fino a 23,6 GW nel lungo termine (2035). Se ciò accadesse effettivamente, la capacità termoelettrica disponibile si ridurrebbe a valori ben inferiori al minimo necessario per garantire l'adeguatezza del sistema. E "senza meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità necessaria, il sistema – qualora si affidasse ai soli segnali di prezzo provenienti dai mercati spot – si porterebbe a un punto di equilibrio economico (in termini di capacità termoelettrica disponibile) non compatibile con gli standard di adeguatezza".

Le analisi effettuate mettono quindi in evidenza l'importanza di disporre ancora per un tempo indeterminato di centrali a gas. **La rinuncia alla funzione del gas come strumento di offerta di flessibilità per il sistema richiederebbe nel lungo termine un enorme sviluppo di accumuli, per ora molto costosi, e ancora maggiori interventi di adeguamento sulle reti, senza avere oggi garanzie di un corretto funzionamento del sistema e della sua sicurezza.**

Se al crescere delle FER nel mix di produzione il gas diminuirà il proprio peso, la capacità a metano potrà continuare ad essere fondamentale, in parallelo a quella rinnovabile, per la gestione del sistema (anche in funzione di back-reserve capacity), seppur con un tasso medio di utilizzo inferiore al passato. Anche nella riforma del mercato elettrico europeo approvata a fine dicembre 2023 da Parlamento e Consiglio, oltre ad essere previste misure per lo sviluppo di contratti per differenza per le rinnovabili, viene reso strutturale il mercato della capacità, in modo da favorire una copertura dei costi fissi al di fuori dei meccanismi di borsa.

Dunque, al di là delle previsioni del PNIEC e dell'effettiva implementazione delle tecnologie CCS, per le difficoltà tecniche ed economiche connesse ad uno scenario che va verso un 100% rinnovabile, risulta evidente l'opportunità che **il gas svolga, per un tempo oggi ancora indefinibile, un ruolo importante nel mix elettrico**, come produzione sia di base che flessibile per la sicurezza del sistema. Quindi occorrerà costruire un quadro politico-regolatorio affinché il mercato del metano si consolidi su nuove basi, programmando il fabbisogno europeo in termini di volumi ed investimenti, in modo da evitare il più possibile nuove crisi e garantire la sicurezza delle forniture a costi sostenibili.

⁵⁸ Terna (marzo 2025), op. citata.

3. Il ruolo della generazione idroelettrica e il problema delle concessioni

Da alcuni anni e con un'intensificazione negli ultimi mesi si sta dibattendo sulla problematica delle concessioni idroelettriche, del loro rinnovo e delle correlazioni che si sono create con il rilascio dei fondi PNRR. In questo paragrafo vengono svolte, in sintesi, alcune considerazioni sul tema, mettendo in evidenza come le caratteristiche della tecnologia idroelettrica ne facciano un **unicum** nell'insieme di quelle energetiche in relazione alla funzione che svolge per la stabilità dell'intero sistema elettrico e come la soluzione di mettere a gara le concessioni in scadenza possa non essere la più opportuna, creando più problemi che benefici per la sicurezza energetica e il sistema energetico del nostro Paese.

3.1. I dati chiave del settore e il ruolo nel sistema elettrico

Nel 2024, la produzione idroelettrica rinnovabile è stata di 52 TWh, pari al 17% del fabbisogno elettrico nazionale e al 20% della produzione interna. L'idroelettrica ha rappresentato il 40% circa della complessiva produzione rinnovabile. La potenza installata è di circa 23 GW a cui è collegata una producibilità lorda media annua di circa 56 TWh (dato 2023). Gli impianti sono complessivamente 4.855, ma oltre il 70% è relativo ad installazioni con potenza fino a 1 MW. Il piccolo o mini idroelettrico rappresenta oggi la fascia più dinamica grazie al ridotto impatto ambientale e al recente sviluppo di tecnologie in grado di sfruttare in modo efficiente piccoli salti e portate molto ridotte⁵⁹. Tuttavia, sono gli impianti di medio-grande taglia a costituire il cuore del comparto. Le installazioni con potenza superiore ai 30 MW rappresentano più del 70% in termini di capacità e il 60% in termini di producibilità dell'intero settore. Gli impianti a serbatoio o a bacino, generalmente di medio-grandi dimensioni, costituiscono il 73% della potenza installata e il 53% in termini di producibilità annua. Quelli ad acqua fluente rispettivamente il 27% e il 47%.

Tab. 7 - Suddivisione degli impianti idroelettrici per tipologia

2023	Impianti (n.)	Potenza efficiente lorda (MW)	Producibilità lorda m.a. (GWh)	Impianti (%)	Potenza efficiente lorda (%)	Producibilità lorda m.a. (%)
Impianti a serbatoio	195	12.054	15.415	4,0	51,8	27,6
di cui pompaggio puro e misto	22	7.288	5.691	0,5	31,3	10,2
Impianti a bacino	206	4.950	14.137	4,2	21,3	25,3
Impianti ad acqua fluente	4.454	6.256	26.315	91,7	26,9	47,1
Totale	4.855	23.261	55.867	100,0	100,0	100,0

Fonte elaborazioni Rie su dati Terna

Riguardo la distribuzione territoriale degli impianti idroelettrici, il 73% della potenza è installata nell'Italia settentrionale, in particolare il 58% in tre regioni, Lombardia (27%), Piemonte (17%), Trentino-Alto Adige (15%). L'11% è presente nelle regioni centrali e il restante 16% al Sud e Isole.

⁵⁹ Mentre nei paesi extra-UE in forte crescita o in via di sviluppo (Cina, Brasile, alcuni paesi asiatici) i grandi impianti idroelettrici continuano a diffondersi, in Europa e in Italia il settore ha raggiunto da tempo la piena maturità. Tra il 2000 e il 2023 la capacità idroelettrica nazionale è cresciuta solo di 2,5 GW, per lo più attraverso installazioni di piccole dimensioni.

Dei circa 23 GW installati, 19,5 sono riferibili a grandi derivazioni dei quali i 2/3 scadranno in termini concessori nel 2029. Nel nostro Paese, otto operatori detengono circa l'80% dell'intera capacità idroelettrica: Enel con il 37%, A2A con il 10%, Alperia con il 9%, Dolomiti Energia con l'8%, Edison con il 6%, CVA con il 6%, Iren con il 3%, Acea con l'1%⁶⁰.

Nel 2023, il settore idroelettrico ha generato un valore economico di oltre 2 miliardi di euro **garantendo occupazione a circa 12.000 lavoratori altamente qualificati**, al netto dell'indotto⁶¹.

La fonte idrica ha costituito storicamente una **base fondamentale per lo sviluppo del nostro sistema economico e del sistema elettrico**. Fino all'inizio degli anni 1960 la generazione idroelettrica ha coperto in media il 90% del fabbisogno nazionale. Con la crescita della domanda, lo sviluppo del termoelettrico e il recente aumento delle fonti rinnovabili non programmabili, la percentuale è progressivamente scesa, permanendo però ed anzi rafforzandosi il suo ruolo strategico per il funzionamento del sistema.

Infatti, le performance di un sistema elettrico dipendono dalla stabilità della frequenza della rete che richiede in ogni momento l'istantaneo aggiustamento di offerta e domanda. Dopo il blackout del 2003, un insieme di dighe su tutto il territorio nazionale è stato qualificato come unità essenziali di produzione di energia elettrica e pompaggio di rilevanza strategica. Un ruolo che l'idroelettrica, insieme alle centrali a gas, è andato sempre più ricoprendo con l'aumentare della potenza rinnovabile non programmabile, fungendo da facilitatore dell'integrazione del solare ed eolico. Inoltre, l'idroelettrica condivide analoghe virtù ambientali senza dividerne i limiti in termini di intermittenza e impossibilità di programmazione.

Flessibilità capace di assicurare stabilità sia nel brevissimo termine, con rapida crescita della potenza disponibile, che nelle settimane o mesi. Vi è la necessità in particolare di accumulare elettricità nelle fasi di surplus della generazione – grazie ai sistemi di pompaggio e ai serbatoi idrici – da utilizzare in quelle di bassa generazione causate dalle rinnovabili discontinue. Insieme al gas, l'idroelettrica è in grado di soddisfare le diverse esigenze temporali di flessibilità, coadiuvata da altre strategie di accumulo. Ed è **al momento la principale tecnologia di accumulo**: capace di garantire, in tempi più rapidi rispetto ad ogni altra opzione⁶², stabilità ai sistemi elettrici grazie alla sua flessibilità operativa e capacità di stoccaggio. Genera benefici all'intera supply chain elettrica sia per il "carico di base" della domanda (minimo da soddisfare con continuità) che per il suo carico di punta. Si stima che l'idroelettrica sia in grado di generare nel suo intero ciclo di vita, che può proiettarsi sino a 80-100 anni, oltre 200 volte l'energia necessaria a costruirla, mantenerla, gestirla.

Quindi, la tecnologia idroelettrica riveste un valore strategico ed economico di gran lunga superiore a quello esprimibile dalla sua mera quantità e quota nella struttura dell'offerta elettrica. Dell'importanza strategica dell'idroelettrica, degli strumenti regolatori con cui coglierne le

⁶⁰ COPASIR, *Relazione sulla sicurezza energetica nell'attuale fase di transizione ecologica*, gennaio 2022.

⁶¹ Comunicato stampa, *Convegno "Idroelettrico, un valore per l'Italia"* - Intervento di FILCTEM CGIL-FLAEI CISL - UILTEC UIL, febbraio 2025.

⁶² La tecnologia idroelettrica, pur potendosi ritenere matura e collaudata, ha osservato miglioramenti di efficienza con un aumento della dimensione e dell'efficienza delle turbine. Attualmente la tecnologia del pompaggio è in grado di generare elettricità nel giro di 20-30 secondi. È la tecnologia di stoccaggio dell'elettricità di grande dimensione col minor tempo di reazione.

potenzialità di sviluppo, della necessità di accrescere il valore degli attuali e futuri asset, tenendo conto delle esternalità positive che genera, non vi è tuttavia stata grande contezza da parte del legislatore, con una generalizzata difficoltà a comprendere il valore pieno e di lungo termine che l'idroelettrica è in grado di generare⁶³.

3.2. Le concessioni

Il settore delle concessioni di grande derivazione idroelettrica risulta privo di una disciplina organica ed omogenea a livello europeo, riguardo soprattutto le procedure di selezione, affidamento e rinnovo. Nel diritto comunitario non si rinvengono, infatti, atti che pongano in capo agli Stati membri uno specifico obbligo di aprire alla concorrenza il settore delle concessioni idroelettriche. Prima della liberalizzazione del settore elettrico europeo, i diritti di utilizzo dell'acqua nell'idroelettrica erano assegnati senza alcuna prescrizione che riguardasse la concorrenza. Né la Commissione se ne era mai interessata anche nelle sue proposte di direttive⁶⁴.

Le legislazioni dei singoli Stati hanno assunto di conseguenza una configurazione a macchia di leopardo, con paesi, a partire dall'Italia, che hanno aperto pur confusamente alla concorrenza, altri che vi si sono opposti in difesa degli interessi nazionali, altri ancora in posizione intermedia differenziando la concessione dei diritti tra impianti esistenti e nuovi. A fronte di questa situazione, la Commissione lo scorso decennio ha avviato diverse procedure per verificare la compatibilità delle legislazioni nazionali di diversi paesi con le leggi comunitarie, specie riguardo l'Italia.

In molti Paesi europei i diritti di utilizzo della risorsa idrica sono assegnati senza scadenze, oppure vengono rinnovati al concessionario uscente senza alcuna procedura competitiva, determinando una situazione di maggior protezione e rafforzamento dei player nazionali o statali. In Svezia, ad esempio, come in Norvegia o nel Regno Unito, i titoli concessori e autorizzativi nel comparto idroelettrico hanno durata illimitata: in Austria durano fino a novant'anni; in Svizzera fino a ottant'anni; in Francia, Portogallo e Spagna fino a settantacinque anni; in Germania fino a trent'anni⁶⁵.

Praticamente unica in Europa, la nostra disciplina, a partire dal processo di liberalizzazione del mercato elettrico nel 1999, ha introdotto principi di temporaneità delle concessioni e loro contendibilità che ha dato origine ad una lunga fase di incertezza operativa nel settore, avviando per giunta un lungo contenzioso con la Commissione europea con una prima messa in mora del nostro Paese, a motivo della preferenza accordata, a parità di condizioni, al concessionario uscente⁶⁶.

Al fine di ridurre il rischio di una condanna come esito della procedura di infrazione, l'Italia ha deciso di avviare una discussione sulla riforma del sistema delle concessioni idroelettriche che ha portato

⁶³ Clò A., *L'idroelettrica: un'opportunità per la transizione energetica del Paese*, I Quaderni di ENERGIA, supplemento a ENERGIA n. 2/2021, luglio 2021.

⁶⁴ Clò A., op. citata.

⁶⁵ COPASIR, op. citata.

⁶⁶ La Commissione europea nel 2011 ha avviato contro l'Italia una procedura d'infrazione, rinnovata nel 2013 e poi nel 2019, contestando, fra l'altro, l'obbligo previsto nell'allora disciplina vigente di trasferimento dal concessionario "uscente" a quello "entrante" della titolarità del ramo d'azienda, a fronte di un corrispettivo determinato secondo criteri di mercato.

all'emanazione del DL 135/2018 convertito in Legge n. 12/2019. L'art. 11 quater del Decreto, a modifica dell'art. 12 del D. Lgs n. 79/99, prevede la proroga al 2023 delle concessioni già scadute e la regionalizzazione delle concessioni che alla scadenza la regione provvederà ad assegnare con durata da 20 a 40 anni prorogabile di 10 anni⁶⁷.

Sulla base di queste disposizioni alcune regioni hanno disciplinato la materia: Lombardia, Piemonte, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Calabria, oltre alla Provincia autonoma di Trento. La regione Veneto è intervenuta solo in materia di determinazione del canone e di fornitura di energia gratuita.

Negli ultimi anni i governi che si sono succeduti sono nuovamente intervenuti sulla disciplina nazionale relativa alle modalità di affidamento delle grandi concessioni (contenuta sostanzialmente nell'art. 12 del D. Lgs 79/1999), con "correttivi" scarsamente coordinati tra loro che non hanno raggiunto gli obiettivi previsti ma, al contrario, hanno prodotto un clima di incertezza che ha minato la fiducia degli operatori e disincentivato gli investimenti di lungo periodo di cui i vecchi impianti necessitano. Quindi, attualmente alcune concessioni sono in proroga, altre in scadenza a fine anno, la maggior parte con il termine ultimo del 2029⁶⁸.

Modifiche normative degli ultimi anni

Legge annuale per il mercato e la concorrenza (L. n. 118/2022): ha rivisto i termini di avvio delle procedure competitive (2 anni da entrata in vigore delle leggi regionali e non oltre 31/12/23) e della prosecuzione temporanea (non oltre 27/8/2025 per concessioni in scadenza entro il 31/12/2024), e introdotto il potere sostitutivo del governo. Non considera però le lacune della disciplina vigente (disomogeneità a livello nazionale), né la chiusura della procedura di infrazione da parte della Commissione europea.

DL Sicurezza Energetica (L. n. 181/2023): in una bozza antecedente al testo approvato, il MASE aveva annunciato integrazioni alla disciplina di riassegnazione delle grandi concessioni scadute o in scadenza, proponendo l'introduzione di un'ulteriore opzione a disposizione delle regioni per l'aggiudicazione di concessioni, in particolare prevedendo la possibilità di riassegnazione al concessionario scaduto o uscente o ad una società mista, con coinvolgimento del concessionario scaduto o uscente, previa proposta tecnico-economica e finanziaria e un piano di investimenti pluriennali sugli impianti e sul territorio azionabile in tempi rapidi. La proposta aveva trovato condivisione da parte delle regioni e delle province autonome, ma poi non ha avuto seguito per incompatibilità con il PNRR.

Nel frattempo, sono state avviate dall'UE procedure simili nei confronti di altri Stati membri⁶⁹, costringendo però la Commissione a riconsiderare l'intero approccio al tema. Dall'analisi condotta dalla stessa è emerso che **le gare per le concessioni idroelettriche rischiano di non apportare benefici concreti**. Sulla base di queste valutazioni, la Commissione ha chiuso tutte le procedure di

⁶⁷ L'assegnazione può avvenire: (a) ad operatori economici individuati per mezzo di gare con procedure a evidenza pubblica; (b) a società a capitale misto pubblico-privato nelle quali il socio privato sia scelto per mezzo di gare ad evidenza pubblica, senza alcuna precisazione in merito alla quota di partecipazione del socio privato; (c) mediante forme di partenariato pubblico-privato. Alle regioni è demandata la disciplina, con legge, delle modalità e delle procedure di assegnazione.

⁶⁸ Le concessioni relative alle centrali gestite da Enel scadranno nel 2029.

⁶⁹ Solo nel marzo 2019 la Commissione europea ha aperto procedure di infrazione contro sette Stati (Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Svezia e Regno Unito) oltre ad inviare una ulteriore lettera di messa in mora all'Italia.

infrazione, compresa quella aperta contro l'Italia, per il “margine limitato per aumentare la concorrenza e migliorare l'efficienza nel settore dell'energia idroelettrica”⁷⁰.

L'Italia ha comunque deciso di assumere l'impegno di mettere a gara le concessioni idroelettriche nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), nonostante l'Unione Europea non lo richiedesse più.

Nelle due gare bandite dalla Regione Lombardia sono già scesi in campo gruppi esteri come Eph (in consorzio Slovenské Elektrárne e presente in Italia con il gruppo Eph Produzione, che gestisce centrali a gas), ma anche con la svizzera BKW. Alla gara stanno partecipando anche società italiane. Per ora si tratta di due piccole concessioni già scadute (le centrali di Codera Ratti-Dongo e Resio) per appena 23 megawatt⁷¹. Ma in futuro potrebbero provare a penetrare nel settore anche altre aziende estere e fondi internazionali in partnership con piccoli operatori industriali.

Il disordine giuridico europeo e la mancata omogeneità delle normative costituiscono un vulnus alla stabilità del sistema energetico europeo e nazionale⁷². Lo dimostrano ad esempio le documentazioni di gara prodotte dalle regioni, che sono profondamente diverse tra loro e, soprattutto, non è prevista né la garanzia occupazionale né quella sugli investimenti, né l'attenzione a mantenere all'interno quelle competenze necessarie, utili a svolgere con qualità le attività che sottostanno alla gestione di un impianto idroelettrico.

Ne deriva un danno, innanzitutto per il sistema, in quanto la “regionalizzazione” delle procedure rischia di generare implementazioni differenziate su base territoriale, non assicurando coerenza ed omogeneità di applicazione a livello nazionale. Sarebbe opportuno che scelte rilevanti in tema di produzione idroelettrica non fossero rimesse alle poche regioni in cui sono presenti gli asset, ma fossero frutto di una valutazione effettuata a livello centrale, orientata alla difesa e valorizzazione di un settore nazionale strategico per la transizione, evitando il possibile prevalere di interessi locali e settoriali.

Inoltre, è opportuno considerare che gli impianti idroelettrici sono stati realizzati in gran parte durante il secolo scorso anche con il contributo determinante di risorse nazionali i cui oneri gravano sull'intera comunità, mentre i diritti di sfruttamento previsti a favore delle regioni finirebbero con il

⁷⁰ La procedura di infrazione europea 2011/2026 ha spinto il percorso di revisione normativa. Nel 2021 archiviazione della procedura nei confronti dell'Italia e di altri Stati (Austria, Polonia, Svezia, Germania e Regno Unito). Tra le ragioni: “(...) un margine limitato per aumentare la concorrenza e migliorare l'efficienza nel settore dell'energia idroelettrica rispetto al mercato delle altre fonti di energia rinnovabile. Di conseguenza, è improbabile che il perseguimento di possibili violazioni (...) da parte di norme e prassi nazionali relative al rilascio e al rinnovo delle autorizzazioni per l'energia idroelettrica modifichi in modo significativo il mercato”.

⁷¹ In totale sono giunte sei offerte per quella di Resio da 4 MW gestita da A2A e cinque per quella di Codera Ratti-Dongo da 19 MW in gestione a Edison. Secondo un comunicato dell'assessorato all'Energia della Regione, per la concessione di Resio hanno presentato le offerte Linea Green di Cremona, Acea Produzione, Italgas di Bergamo, Alperia Greenpower di Bolzano, BkW Hydro Italia – controllata italiana della utility elvetica BkW Hydro – e Asco Eg (gruppo Ascopiave). Per la concessione di Codera Ratti-Dongo hanno presentato le offerte Eisackwerk di Bolzano in raggruppamento con Tecnoenergia, Acea produzione, Alperia Greenpower, Edison e la slovena Slovenské Elektrárne in raggruppamento con Ep Produzione. I prossimi passaggi saranno ora le verifiche di ammissibilità e l'avvio del procedimento unico e della relativa conferenza dei servizi a cui parteciperanno tutte le amministrazioni e gli enti competenti al rilascio dei titoli abilitativi di settore da acquisire. Si prevede che i procedimenti amministrativi che porteranno all'aggiudicazione si concludano entro dicembre 2025.

⁷² Clò A. (luglio 2021), op citata.

beneficiare esclusivamente soggetti e imprese dei territori interessati, senza alcun meccanismo perequativo in favore delle altre regioni.

La stessa AGCM ha rilevato come la frammentazione normativa derivante dall'adozione di discipline regionali non omogenee porti ad un'artificiale compartimentazione territoriale nella produzione energetica⁷³.

Ancora, nel 2022 il COPASIR (Comitato parlamentare per la sicurezza della Repubblica) ha rilevato la necessità di revisione della normativa vigente in ottica di ricentralizzazione ed omogenizzazione della disciplina, attraverso una proroga delle concessioni per ammodernamento e potenziamento. Inoltre, al fine di garantire una maggiore protezione degli asset, ha evidenziato l'esigenza di un coinvolgimento dei territori interessati dagli impianti di produzione e distribuzione e una prospettiva industriale per la realizzazione di importanti investimenti.

Risulta quindi importante **superare le criticità dell'attuale quadro normativo** per la riassegnazione delle grandi derivazioni che penalizzerebbe il settore con effetti deleteri sul nostro sistema elettrico, compromettendo lo sviluppo degli investimenti necessari alla preservazione della sua capacità produttiva, e di conseguenza sull'intera implementazione della transizione energetica.

Nel fare ciò occorre tenere conto:

- del **perdurare della mancanza di reciprocità tra Paesi europei e della mancanza di un quadro omogeneo a livello UE, nonché della chiusura della procedura di infrazione contro l'Italia;**
- che la **stabilità per il settore idroelettrico è un connotato strutturale della sua economicità**, che richiede comunque pianificazione e progettazione che mal si conciliano con incertezze normative ed eventuali discontinuità gestionali;
- che è verosimile ritenere che **i nuovi entranti sarebbero "campioni nazionali" europei** che nei propri paesi si avvantaggiano di diritti di utilizzo della risorsa idrica senza scadenza alcuna o rinnovati per periodi lunghissimi (70-90 anni) senza procedura competitiva;
- che **non risultano dimostrabili gli ipotetici benefici** che un'asimmetrica liberalizzazione potrebbe apportare dal lato dell'offerta elettrica per i consumatori, **mentre sono evidenti i rischi** dell'entrata di nuovi operatori, stante la difficile valutazione della loro capacità di gestire grandi dighe;
- che il nostro Paese dispone in questo **settore di eccellenze conoscitive**, manifatturiere, gestionali che rischiano di essere penalizzate dalla disomogeneità e dalle asimmetrie delle legislazioni nei vari paesi, a vantaggio di imprese estere;
- che **il regime di gara metterebbe a rischio parte di questa occupazione**, specie quella dedicata al telecontrollo degli impianti idroelettrici, dato che il gestore subentrante potrebbe trasferire altrove l'attività di gestione degli impianti;
- che per l'idroelettrico assumono rilevanza non solo i costi diretti, ma anche quelli indiretti riconducibili ad esternalità che ne derivano soprattutto sul territorio e le comunità circostanti,

⁷³ Clò A. (luglio 2021), op. citata.

quel che crea **uno stretto rapporto tra queste e le società di gestione**⁷⁴; può insomma generare esternalità positive o negative di cui lo Stato, nel nome dell'interesse generale, deve tener conto nelle sue scelte energetiche e nel rilascio dei diritti di sfruttamento dell'acqua;

- della richiesta dell'**AGCM** di **maggiore omogeneità** a livello nazionale e delle raccomandazioni del **COPASIR** di **centralizzare ed omogenizzare** la disciplina, **tutelare asset strategici** per la sicurezza energetica del Paese nonché di garantire lo sviluppo del settore idroelettrico, valorizzando il suo contributo e favorendo nuovi investimenti.

Ogni valutazione sul ruolo e le prospettive della generazione idroelettrica non può prescindere dalla puntuale conoscenza delle condizioni economiche e peculiarità tecniche di questa fonte di energia; dalla loro contestualizzazione nella fase storica che connota lo sviluppo energetico di un paese; dalle finalità ed interessi generali delle politiche pubbliche. Politiche che oggi mirano ad un prioritario e urgente obiettivo: ridurre le emissioni climalteranti ricorrendo ad una molteplicità di strumenti, tra cui l'idroelettrica⁷⁵.

Ritenere che l'apertura al mercato e l'intensificazione delle procedure concorsuali nell'assegnazione delle concessioni possa migliorare le condizioni del mercato elettrico è **dunque profondamente errato**. Occorre cercare un accordo con l'UE per uscire dal "cul de sac" in cui l'Italia si trova e adottare un contesto normativo che **favorisca l'effettuazione di investimenti** di cui il settore necessita per l'età degli impianti (media superiore ai 70 anni), con benefici per i territori sui quali insistono. Ciò anche **al fine di salvaguardare l'occupazione** e le competenze professionali di un settore altamente qualificato, che rappresenta un pilastro del sistema elettrico nazionale.

Sono al momento allo studio da parte del governo alcune strade, tra cui "una condizione che preveda, nel caso in cui l'attuale gestione presenti un piano economico-finanziario nel quale dimostri un efficientamento energetico, una maggior produzione, un recupero o un'ambientalizzazione migliore di quelle infrastrutture, si possa concedere una proroga, o meglio una novazione contrattuale, in modo tale che quei gestori possono andare avanti per 12 o 14 anni senza avere necessità di fare le gare".

Ovviamente ciò dovrà essere negoziato con l'UE "perché il reversal nel PNRR, essendo un obiettivo, rischia di diventare un autogol con il blocco delle rate e sanzioni abbastanza elevate"⁷⁶.

⁷⁴ Una centrale impatta, infatti, sull'ambiente circostante: potendo regolarizzare la portata di un corso d'acqua così evitando alluvioni; garantire il passaggio per le colture irrigate e aumentare il reddito degli agricoltori; rendere possibile la creazione di un lago artificiale dando stimolo all'economia locale. D'altra parte, può anche sottrarre terra fertile e influenzare lo spostamento di popolazioni, provocare l'intasamento di un corso d'acqua o contribuire alla perdita della biodiversità acquatica.

⁷⁵ Clò A., op. citata.

⁷⁶ Staffetta Quotidiana, 3 marzo 2025.

4. Riflessioni su un'opzione nucleare in Italia

Un argomento che nell'ultimo anno e mezzo è tornato a suscitare nuovi dibattiti – dopo i referendum del 1987 e del 2011 – è quello di una possibile ripresa in Italia della tecnologia nucleare, come contributo alla *carbon neutrality* e all'indipendenza energetica. Ciò in un contesto sovranazionale che ha visto l'UE includere questa tecnologia nella tassonomia delle attività ecosostenibili per il suo apporto nel processo di decarbonizzazione dell'economia, nonché l'auspicio di un forte sviluppo di questa fonte giunto dalla COP 28 tenutasi a fine 2023 a Dubai da parte di una ventina di paesi (tra cui Stati Uniti e Francia), con la richiesta di triplicare la potenza nucleare civile entro metà secolo rispetto al 2020.

Mentre la Germania, che è uscita dal nucleare solo pochi anni fa, potrebbe rientrarvi visto il favore per questa tecnologia espresso nel programma elettorale del partito uscito vincitore dalle recenti elezioni, a fine febbraio 2025 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica italiano ha presentato al Consiglio dei ministri **un disegno di legge delega** per il rientro del nostro Paese nel «nucleare sostenibile».

Inoltre, vi sono iniziative di importanti aziende nazionali del settore energetico e a partecipazione statale (partnership, memorandum of understanding) per sviluppare attività, ricerche e progetti volti a testare le possibilità degli *small modular reactor* (SMR).

Il tema resta comunque divisivo, ne è una riprova anche la finora mancata presa di posizione della Commissione europea, così che la bozza del Clean Industrial Deal, che ha elaborato per delineare le strategie per rafforzare la decarbonizzazione e sostenere l'economia europea, non fa alcuna menzione del nucleare.

È indubbio che **il rinnovato interesse poggia su due aspetti principali**: (a) il previsto enorme aumento della domanda elettrica nel lungo termine per le ragioni già esaminate; (b) le difficoltà a raggiungere il *net zero* attraverso un sistema elettrico affidato al 100% alle rinnovabili, per le problematiche tecniche e gestionali che comportano. Il nucleare sarebbe quindi la soluzione per raggiungere la decarbonizzazione della generazione elettrica in un contesto di sicurezza per il sistema.

In una corretta ottica di **neutralità tecnologica**, la produzione elettronucleare deve essere **presa attentamente in considerazione** nell'ambito del percorso di contrasto ai cambiamenti climatici. Tuttavia occorre che qualsiasi iniziativa sul nucleare nel nostro Paese sia fondata su valutazioni riguardo: il **grado di utilità** del nucleare di nuova generazione calato nella struttura del sistema di generazione italiano attuale e prospettico; **i suoi costi complessivi** e quindi la sua sostenibilità economica e sotto quali modelli; la **continuità di indirizzo politico**, dati i tempi lunghissimi di proiezione di questa tipologia di investimenti; **i tempi utili** per un'eventuale implementazione rispetto all'urgenza degli obiettivi UE e nazionali in tema di decarbonizzazione; la possibilità di ottenere un **diffuso consenso sociale**. Ne emergono una serie di pro e contro che verranno esaminati in sintesi in questa parte dello studio.

Il nucleare in UE

Le istituzioni europee ritengono l'energia nucleare un elemento importante nel mix energetico, per la sua capacità di fornire energia con emissioni di carbonio ridotte. Tuttavia, il nucleare è oggetto di pareri eterogenei tra gli Stati membri.

L'UE ha visto diminuire la propria capacità e produzione: tra il 2000 e il 2023 la potenza nucleare installata è scesa da 140 GW a poco più di 100 GW e la produzione relativa è passata da 860 TWh a 619 TWh, con la quota del nucleare nella produzione totale di elettricità diminuita dal 33% al 23%. La ragione principale del calo, oltre alla diminuzione del tasso di crescita della domanda elettrica, è stata la perdita di competitività nei confronti delle altre forme di produzione di energia elettrica. Negli ultimi quarant'anni i costi di investimento e di produzione del nucleare hanno continuato ad aumentare, orientando le scelte degli investitori verso altre tecnologie meno costose.

L'Europa centrale e occidentale conta 93 reattori attivi: 5 in Belgio, 5 in Finlandia, 56 in Francia, 1 nei Paesi Bassi, 7 in Spagna, 6 in Svezia, 4 in Svizzera e 9 in Regno Unito. Allo stato attuale, su 27 Stati membri dell'UE, 12 ospitano impianti nucleari. La Germania ha optato per una progressiva eliminazione della produzione nucleare, anche se non vi è da escludere un ripensamento. Mentre Francia, Polonia e Finlandia ritengono questa fonte come un'alternativa fondamentale per la decarbonizzazione e una strategia per la sicurezza energetica.

L'UE prevede di investire tra i 350 e i 450 miliardi di euro in nuova capacità nucleare entro il 2050 per sostituire le unità dismesse e mantenere l'attuale capacità di produzione.

4.1. *Il Disegno di Legge delega governativo*

Il disegno di legge (DdL) presentato dal MASE prevede **l'elaborazione di un programma nazionale** finalizzato allo sviluppo della produzione di energia da fonte nucleare sostenibile. Il DdL associa questo termine all'impiego di "tecnologie nucleari avanzate", con particolare riferimento ai piccoli reattori modulari (SMR) e ad altre tecnologie avanzate.

Scendendo più nel dettaglio dei contenuti, il governo è delegato ad adottare, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della legge, uno o più decreti legislativi, anche mediante codificazione, recanti la disciplina per la produzione di energia da fonte nucleare sostenibile sul territorio nazionale, oltre che per la produzione di idrogeno, la disattivazione e lo smantellamento degli impianti esistenti, la gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile nucleare esaurito, la ricerca, lo sviluppo e l'utilizzo dell'energia da fusione, nonché la riorganizzazione delle competenze e delle funzioni in materia, anche mediante riordino e modificazioni della normativa vigente. Il testo, composto da quattro articoli, prevede anche che "entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore di ciascuno dei decreti legislativi", il governo possa "adottare uno o più decreti legislativi recanti disposizioni integrative e correttive". Nell'oggetto della delega, si prevede "un Programma nazionale finalizzato allo sviluppo della produzione di energia da fonte nucleare sostenibile, che concorra alla strategia nazionale per il raggiungimento degli obiettivi di neutralità carbonica, a garantire al Paese la sicurezza e l'indipendenza energetica, a prevenire i rischi di interruzione della fornitura di energia e a contenere i costi della stessa".

Nella *Relazione illustrativa* al DdL si legge che "il nucleare sostenibile può offrire energia elettrica pienamente decarbonizzata in modo continuativo nel tempo, emancipando al tempo stesso il Paese

dalla dipendenza dai fornitori esteri di fonti fossili e di tecnologie rinnovabili e dalla relativa volatilità nei prezzi”. Secondo le ipotesi di scenario inserite nel PNIEC e richiamate dalla relazione, un mix equilibrato di rinnovabili, nucleare e gas (con quest’ultimo che deve essere dotato di sistemi di cattura e stoccaggio dell’anidride carbonica per ridurre le emissioni) può consentire di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, in particolare con una quota ottimale di produzione da fonte nucleare che copre tra l’11% e il 22% della richiesta di energia elettrica (ovvero tra gli 8 e i 16 GW di capacità nucleare installata).

Il DdL specifica che le tipologie di impianti abilitati devono utilizzare le migliori tecnologie nucleari disponibili, incluse le tecnologie modulari o avanzate, secondo le convenzioni o definizioni adottate dalla AIEA (Agenzia internazionale per l’energia atomica). In sostanza, ai fini dell’accettabilità sociale della proposta, si vuole “assicurare **una cesura netta** rispetto agli impianti nucleari del passato, che, nella proposta, sono espressamente destinati alla dismissione definitiva, salva la eventuale riconversione dei relativi siti. L’utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, incluse le tecnologie modulari e avanzate, rappresenta, infatti, una completa rottura con le esperienze nucleari precedenti, in particolare con gli ex impianti nucleari installati in Italia (tutti di cosiddetta “prima” o “seconda generazione”), i quali appartengono a un passato tecnologico ormai superato”.

La relazione sottolinea come molte imprese del settore energetico hanno già investito nei progetti SMR e, sebbene per alcuni si prevede che debbano trascorrere diversi anni prima che si giunga a una produzione adeguata e alla commercializzazione, per altri tali risultati appaiono raggiungibili nel giro di 5-10 anni, pertanto compatibili con i tempi previsti per definire e istituire un quadro nazionale idoneo ad accogliere la possibilità di produrre energia da fonte nucleare, anche ai fini del raggiungimento degli obiettivi *net zero* al 2050.

Tuttavia, il documento osserva che attualmente non ci sono impianti commerciali in esercizio né prototipi sufficientemente sviluppati per poter fare un’analisi puntuale di costi e performance per gli SMR. In sintesi, il DdL punta a promuovere l’uso di tecnologie nucleari avanzate, ma riconosce che queste tecnologie sono ancora in fase di ricerca, sviluppo e dimostrazione, e che sarà difficile ottenere risultati quantitativi contabilizzabili nel breve termine.

Inoltre, la relazione illustrativa del DdL correttamente afferma: “affinché la produzione di energia possa ritenersi sostenibile è essenziale il bilanciamento delle componenti economica, sociale ed ambientale della sostenibilità”. **Nessuna di queste tre componenti può al momento essere data per scontata.**

In particolare, suscita qualche perplessità l’assunzione quasi aprioristica di sostenibilità economica e competitività di questi impianti come da modello elaborato dal PNIEC, rispetto alla previsione di una possibile “determinazione dei criteri per l’attribuzione di eventuali forme di sostegno per gli operatori che intendano esercitare le attività nucleari”. Si tratta di una apparente contraddizione: se i nuovi impianti possono stare sul mercato, allora non si capirebbero le forme di sostegno.

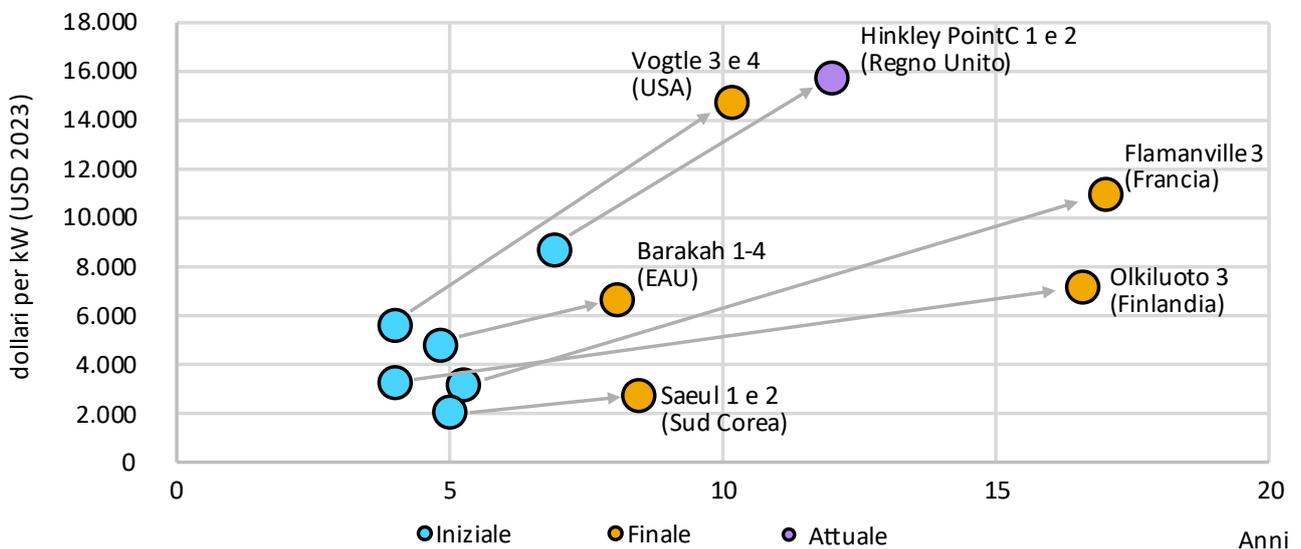
Data l’importanza dell’opzione nucleare, occorre quindi che tutti gli aspetti citati vengano adeguatamente analizzati e approfonditi in modo trasparente prima di procedere su questa via.

4.2. I potenziali vantaggi degli SMR

Esistono diversi tipi di reattori nucleari disponibili, ma, senza entrare nel dettaglio, è possibile distinguere due macro-tipologie: (a) reattori convenzionali di grandi dimensioni, progettati per generare quantità significative di energia, tipicamente da diverse centinaia a oltre 1.000 MW di potenza elettrica; (b) reattori modulari di piccole dimensioni progettati per generare energia elettrica e termica, sebbene in quantità minori rispetto ai reattori convenzionali.

Con riferimento ai grandi reattori, le esperienze sulla costruzione degli ultimi grandi impianti di terza generazione in Europa (Flamanville in Francia, Olkiluoto in Finlandia) che hanno avuto ritardi di 10 anni rispetto ai tempi previsti, con un incremento dei costi del 300%, non sono incoraggianti. L'esempio degli Emirati Arabi Uniti che, partendo da zero, sono arrivati a un impianto di grande taglia collegato in rete in meno di 10 anni non calza con la realtà europea e tanto meno nazionale.

Fig. 22 - Confronto tra costi di capitale e tempi di costruzione previsti e necessari



Fonte: AIE, *The Path to a New Era for Nuclear Energy*, 2025

Un esame condotto sulla realizzazione di quattro grandi impianti nucleari negli Stati Uniti e in Europa conduce ad alcune indicazioni che si possono trarre da queste realizzazioni per i paesi industrializzati ad economia di mercato: nessuno dei quattro impianti è stato realizzato in paesi che non avessero da tempo altri impianti nucleari in esercizio e un sostegno politico a tale fonte e nessuno dei quattro è stato realizzato in un nuovo sito; i tempi e i costi di costruzione sono aumentati a dismisura rispetto alle troppo ottimistiche previsioni iniziali; in nessun caso si è trattato dell'investimento deciso da un soggetto privato operante su un mercato liberalizzato e non supportato da garanzie di vendita⁷⁷.

Per questo l'interesse si sta spostando verso i c.d. small modular reactors (SMR), reattori di taglia più piccola, anche inferiore ai 300 MW, basati su sistemi di sicurezza di tipo passivo, progettati in modo da essere costruiti in serie e in moduli, da realizzare in officina e da trasportare e assemblare (non

⁷⁷ De Paoli L., *Convenienza e finanziabilità del nucleare nei mercati elettrici liberalizzati*, Rivista ENERGIA n. 1/25, marzo 2025.

costruire) sul sito, riducendo la complessità, i tempi di costruzione e i costi del singolo impianto⁷⁸ (indicativamente per circa 300 MW di potenza elettrica, la loro altezza è di 20-25 metri con un diametro di 5 metri⁷⁹).

Secondo i sostenitori di questa soluzione, la modularità degli SMR riduce l'investimento iniziale e permette di anticipare i ricavi, mentre la standardizzazione e prefabbricazione riducono i tempi di costruzione⁸⁰. L'Agenzia internazionale dell'energia in un recente rapporto⁸¹ afferma che l'innovazione sta cambiando le prospettive della tecnologia nucleare, grazie allo sviluppo degli SMR, che possono essere il catalizzatore di una nuova era per il nucleare. L'AIE sostiene che la domanda di energia sicura, dispacciabile e pulita da parte del settore privato è uno dei principali motori di interesse per queste tecnologie emergenti e vi sono progetti di varia maturità fino a 25 GW di capacità SMR, in gran parte per soddisfare la crescente domanda di elettricità dei data center. Secondo l'AIE, i primi SMR sono previsti in produzione intorno al 2030 e, nello scenario dell'Agenzia a politiche attuali, la capacità totale di SMR raggiungerà i 40 GW entro il 2050. Ma il loro potenziale è di gran lunga superiore e in scenari con politiche più favorevoli raggiungerebbero i 120 GW, con più di 1.000 SMR in funzione per quella data. Se nei prossimi 15 anni i costi di costruzione degli SMR scenderanno fino a raggiungere la parità con i reattori di grandi dimensioni, la diffusione degli SMR potrebbe crescere di un ulteriore 60%, con una capacità di 190 GW entro il 2050.

Tuttavia, la grande incognita ad oggi rimane la futura competitività e sostenibilità economica degli SMR e i **modelli di sostegno** che potrebbero favorirli.

4.3. I costi della filiera e il ruolo nel sistema elettrico nazionale

L'energia nucleare è un settore ad alta intensità di capitale, con un investimento iniziale che può rappresentare circa l'80% del costo dell'energia elettrica, mentre il restante 20% è imputabile al combustibile e alla manutenzione. L'elevato costo iniziale e la grandezza degli impianti con reattori nucleari convenzionali rappresentano una barriera economica. Un singolo reattore, con la capacità di produrre oltre 1.600 MW, può costare più di 10 miliardi di dollari, cifre che ostacolano le decisioni di investimento, limitando il numero di aziende in grado di gestire tali progetti. Inoltre, i ritardi a cui sono andati incontro i procedimenti di costruzione dei reattori di terza generazione, che hanno di gran lunga superato le attese iniziali, ne hanno aumentato i costi aggravando ulteriormente le difficoltà relative alla competitività dei nuovi impianti nucleari. Ciò aumenta i rischi e scoraggia sia l'investimento in singoli reattori sia lo sviluppo in serie, necessario per diminuire i costi di progettazione dei nuovi reattori⁸².

Per i pochi Paesi europei dove esiste una consistente industria nucleare, il rilancio del settore è legato soprattutto a decisioni riguardanti l'**estensione dell'esercizio dei vecchi impianti** e la loro eventuale sostituzione con nuovi. Ad esempio, estendere i reattori in funzione in Francia fino a sessant'anni

⁷⁸ Ricotti M., *L'Italia è pronta a una rinascita nucleare?* RiEnergia, 25 ottobre 2023.

⁷⁹ E&Y, *L'energia nucleare è sul punto di una rinascita?* gennaio 2024.

⁸⁰ Enel, *Audizione alla Camera dei deputati nel corso dell'indagine conoscitiva sul ruolo dell'energia nucleare nella transizione energetica e nel processo di decarbonizzazione*, 4 febbraio 2025.

⁸¹ AIE, *The Path to a New Era for Nuclear Energy*, gennaio 2025.

⁸² E&Y, op citata.

rappresenta un investimento di oltre 100 miliardi di euro e l'intenzione di costruire sei nuovi EPR comporterà un investimento di oltre 60 miliardi di euro. La questione di chi pagherà il conto però è già stata sollevata e **condiziona questi investimenti a un importante contributo dello Stato**⁸³.

Come detto, gli SMR, che comportano un impiego di capitale iniziale inferiore date le dimensioni, in prospettiva potrebbero avere costi unitari inferiori alle grandi centrali grazie alla loro modularità e ai minori tempi di costruzione. Secondo l'AIE⁸⁴, gli LCOE previsti per l'energia nucleare prodotta con SMR nel 2040 potrebbero aggirarsi **tra i 100 e 120 €/MWh**. Recentemente, anche in Italia alcune stime⁸⁵ considerano i 100 €/MWh come costo unitario raggiungibile sotto determinate ipotesi di riduzione dei costi di capitale attraverso economie di scala e curve di apprendimento.

Certamente si tratta tecnologie studiate in molti paesi, in una fase di ricerca, sviluppo e dimostrazione più o meno avanzata e dotate di potenzialità, ma non ci sono al momento impianti commerciali in esercizio e nemmeno prototipi a uno stadio sufficiente di sviluppo (con il relativo ciclo del combustibile) per potere procedere ad un'analisi puntuale di costi e performance⁸⁶. **Quindi tutte le considerazioni a riguardo si basano su ipotesi.**

Risulta di particolare importanza anche per la stima in ambito nazionale dei possibili costi unitari di produzione di questi impianti, valutare **come si potrebbero inserire nel mix di generazione italiano** e quale potrebbe essere il loro ruolo.

Le grandi centrali nucleari, per le loro modalità di funzionamento e gli elevatissimi costi di investimento iniziali che comportano, sono ideate per la copertura della base della domanda, quindi per lavorare molte ore/anno, e sono poco flessibili. Nell'ipotesi di un enorme aumento della domanda di elettricità nei termini descritti ai capitoli precedenti, i piccoli reattori nucleari potrebbero contribuire a coprire la base, sostituendo la produzione termoelettrica tradizionale a gas. Ma al sistema occorrerà anche e in modo sempre più consistente capacità flessibile come backup alle rinnovabili non programmabili, oggi svolta dalle centrali a gas e dall'idroelettrico a bacino. In questi termini si potrebbe ipotizzare la disconnessione o al contrario l'accensione di alcuni impianti SMR quando necessario. Ma questa possibilità, al di là degli aspetti tecnici da accertare, comporterebbe costi unitari di produzione più elevati, in quanto centrali ad alta intensità di capitale dovrebbero lavorare per un numero limitato di ore. Recentemente alcuni studiosi hanno sottolineato come, per le esigenze di flessibilità del sistema elettrico italiano, quella nucleare non appaia la tecnologia più confacente⁸⁷.

In generale vengono indicate **due principali modalità di utilizzo degli SMR**: la prima è relativa al solo utilizzo elettrico con gli SMR allacciati alla rete nazionale, il secondo ad un utilizzo cogenerativo con gli SMR collocati per esempio nei pressi di distretti industriali dove potrebbero contribuire alla produzione di vapore, al teleriscaldamento ed eventualmente anche a quella di idrogeno.

⁸³ Baguenier H., *Criticità e costi del ritorno del nucleare*, Treccani, marzo 2022.

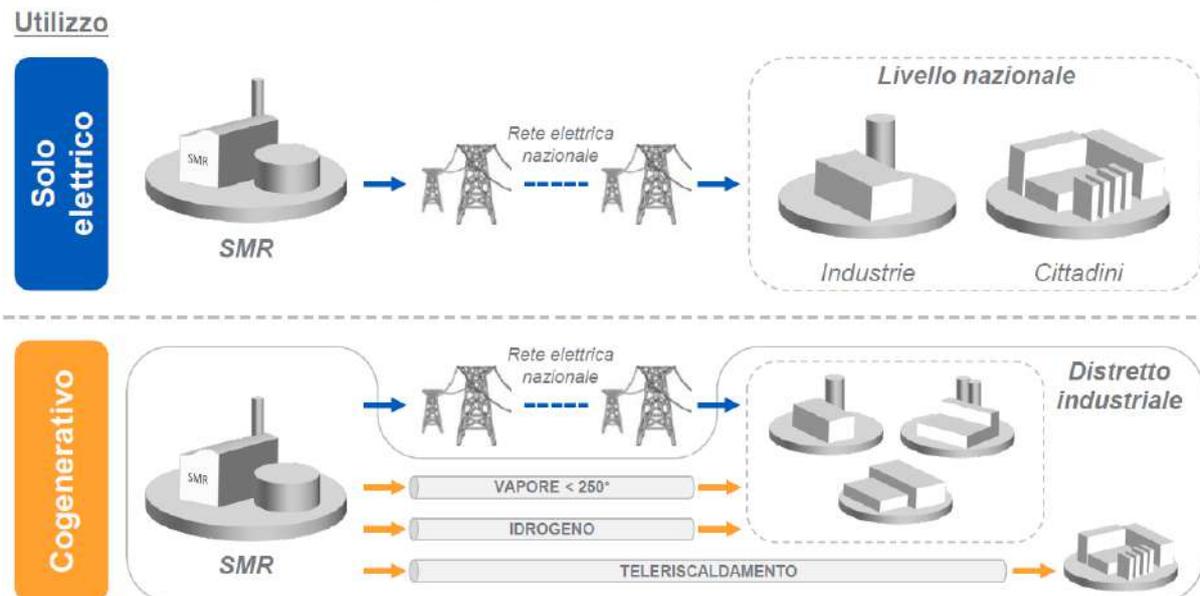
⁸⁴ AIE, op. citata.

⁸⁵ Edison ed Enel nelle audizioni alla Camera dei deputati.

⁸⁶ De Paoli L., *Alcune riflessioni sul DdL in materia di "nucleare sostenibile"*, Staffetta Quotidiana, 5 febbraio 2025.

⁸⁷ Audizione del premio Nobel per la fisica Giorgio Parisi alla Camera dei deputati, 19 febbraio 2025.

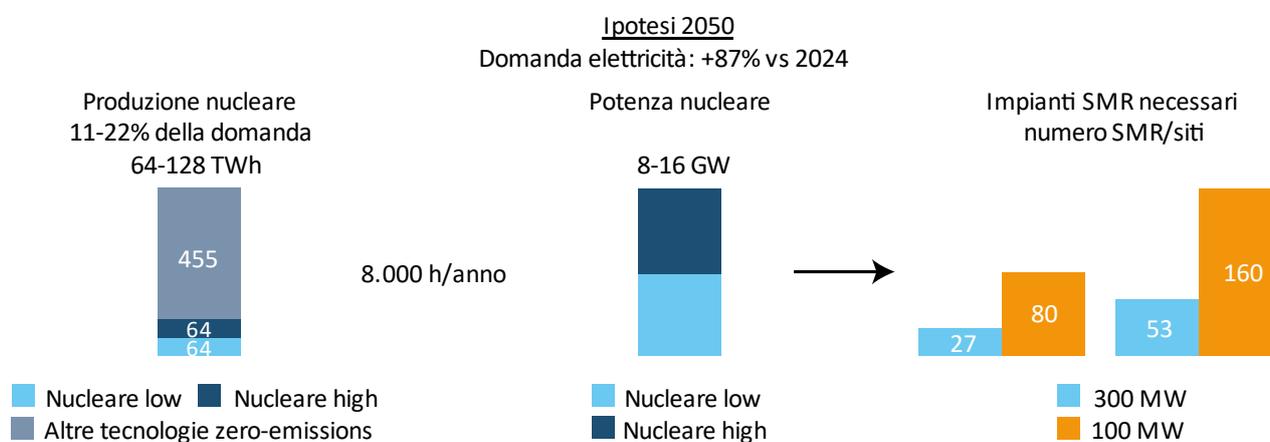
Fig. 23 - Possibili utilizzi di SMR



Fonte: Edison

Si osserva che, in riferimento alle ipotesi di scenario al 2050 inserite nel PNIEC e richiamate nella relazione al DdL, vengono indicati obiettivi di produzione da nucleare nel lungo termine in una forchetta **tra l'11% e il 22% della domanda, per una potenza tra gli 8 e i 16 GW**. Sulla base di questi obiettivi, la Fig. 24 indica il numero di impianti/siti che sarebbero necessari: per esempio, per coprire una quota di domanda pari a 64-128 TWh, gli 8-16 GW dovrebbero lavorare circa 8.000 ore/anno attraverso **27-53 impianti da 300 MW o con 80-160 impianti da 100 MW**. Un numero molto elevato che renderebbe indispensabile un'estesa accettazione sociale della nuova tecnologia. Si tenga inoltre conto che nel 2023 le centrali a gas nazionali hanno lavorato in media circa 3.000 ore⁸⁸. Quindi solo assumendo un enorme aumento della domanda, un forte aumento dei costi dei permessi di emissione della CO₂ e un altrettanto importante contenimento dei costi degli SMR, si potrebbe ipotizzare una sostituzione economicamente conveniente degli impianti a gas con reattori. Rimarrebbe però il problema del loro effettivo apporto sostenibile alla flessibilità del sistema.

Fig. 24 - 2050: impianti SMR necessari in relazione a scenari PNIEC



Fonte: elaborazioni Rie su dati PNIEC

⁸⁸ Elaborazioni Rie su dati Terna.

Inoltre, è importante tener conto tra i costi, oltre a quelli diretti di progettazione e generazione, anche le spese di decommissioning e la gestione dei rifiuti, che aumentano gli oneri unitari complessivi anche oltre i livelli indicati.

Il 3 aprile 2025 il Ministero dell'ambiente e sicurezza energetica ha pubblicato i rapporti conclusivi di 7 gruppi di lavoro che costituiscono la c.d. **Piattaforma per il nucleare sostenibile** istituita con DM 16 novembre 2023. La Piattaforma ha avuto "l'obiettivo prioritario di sviluppare linee-guida e una roadmap, con orizzonte 2050, per consentire al Ministero di definire un percorso finalizzato alla possibile ripresa dell'utilizzo dell'energia nucleare in Italia attraverso le nuove tecnologie nucleari in corso di sviluppo, con i più elevati standard di sicurezza e sostenibilità, in particolare nel settore degli SMR, dei microreattori e degli *advanced modular reactor* (AMR) di IV generazione, nonché della fusione nucleare nel lungo termine". E ha operato "in un'ottica di affiancamento e supporto dell'energia nucleare alla sempre maggiore penetrazione nel mix energetico delle energie rinnovabili non programmabili". I corposi rapporti conclusivi rappresentano, ciascuno per lo specifico tema trattato (scenari e prospettive, tecnologie di fissione, tecnologie di fusione, sicurezza e prevenzione, rifiuti e decommissioning, formazione e educazione), un'importante raccolta di informazioni tecnico-scientifiche che migliorano le conoscenze nelle varie materie affrontate e che potranno essere utilizzate dal MASE. Tuttavia, da una prima analisi, i documenti non sembrano contenere informazioni particolarmente innovative rispetto a costi e ruolo degli SMR nel nostro sistema elettrico, lasciando aperti diversi interrogativi.

4.4. Soluzioni di "de-risking" e interventi statali

Occorre considerare che il nucleare è valutato dagli investitori come un intervento ad alto rischio, data l'elevata necessità di capitale iniziale e le incertezze legate al funzionamento del sistema elettrico che fa sì che un kWh nucleare avrebbe difficoltà ad essere collocato sul mercato, dati i suoi alti costi fissi e bassi costi marginali. Da qui, la difficoltà, dettata anche dall'esperienza delle ultime centrali europee, di suscitare l'interesse di investitori privati per finanziare progetti che sono ritenuti a **rischio elevato e a redditività incerta** (per accettare il rischio l'investitore dovrebbe chiedere una remunerazione del capitale molto alta, facendo salire il prezzo dell'elettricità prodotta e rendendo meno competitiva la produzione), **in assenza di garanzie pubbliche sul loro ritorno economico**.

Trovare investitori disposti a finanziare i progetti nucleari è dunque complicato, soprattutto in un mercato elettrico liberalizzato. Per questo, al fine di favorire comunque un nuovo sviluppo dell'energia nucleare, sono in discussione da alcuni anni possibili **modelli di "de-risking"**. Una soluzione potrebbe essere trattare gli investimenti nucleari come asset regolati (ossia le reti), cioè riconoscere agli investitori tutti i costi di costruzione e garantire un tasso di rendimento regolato, più basso però di quello teorico di un investimento in libero mercato⁸⁹. Un ulteriore modello in considerazione è rappresentato da meccanismi come i contratti per differenza, oggi riservati agli impianti rinnovabili, garantiti però dallo Stato e con ricadute sugli oneri di sistema.

Appare quindi **inevitabile un intervento del decisore pubblico** che, ottenuto il non scontato consenso dei cittadini allo sviluppo della tecnologia, decida il quadro regolatorio entro cui debbano

⁸⁹ De Paoli L., *Alcune riflessioni sul DdL in materia di "nucleare sostenibile"*, Staffetta Quotidiana, 5 febbraio 2025.

essere realizzati gli eventuali interventi per la realizzazione di impianti nucleari, sterilizzando i rischi, fornendo le garanzie richieste dagli investitori ed “eventuali sostegni” (come già indicato nel DdL). Ovviamente i costi relativi dovrebbero essere trasferiti sui consumatori di elettricità o più in generale sui cittadini contribuenti.

4.5. Gestione delle scorie e consenso sociale

Un'altra problematica d'importanza cruciale nella filiera nucleare è rappresentata dalla **gestione dei residui radioattivi** ad alto livello e del combustibile irradiato, con il previsto avvio delle discariche geologiche. I rifiuti radioattivi, infatti, necessitano di specifici luoghi di smaltimento. Sull'intero territorio italiano sono presenti 26 depositi e 19 siti di stoccaggio di dimensioni più ridotte, mentre l'UE ha sollecitato la creazione di un unico sito nazionale^{90 91}.

Infine, sarebbe improbabile costruire un reattore nucleare, grande o piccolo che sia, senza ottenere il **consenso di una larga parte dell'opinione pubblica e delle comunità destinate a vivere in prossimità degli impianti**. E non v'è dubbio che l'accettazione o meno dell'energia nucleare da parte dei cittadini abbia bisogno di **una forte mediazione politica**, fondata su ragioni chiare e convincenti.

4.6. I tempi di realizzazione in rapporto agli obiettivi della decarbonizzazione

Le sfide economiche per i reattori nucleari in Italia, come evidenziato anche nelle relazioni al DdL, sono molteplici e complesse. Puntare sugli SMR significa innanzitutto attendere i tempi ancora incerti per una loro disponibilità commerciale. Occorre poi pensare alle azioni che sarebbero necessarie in Italia – dove si hanno difficoltà a localizzare un rigassificatore flottante o impianti FER – per trovare un consenso sociale, assumere una linea politica definitiva e continuativa, istituire una struttura che coordini e implementi la strategia nucleare nazionale, definire il coinvolgimento di tutti gli stakeholder, costituire un'autorità di sicurezza nucleare nazionale per l'approvazione dei progetti, realizzare il deposito nazionale per lo smaltimento dei rifiuti radioattivi (per la mancanza del quale siamo ancora in procedura di infrazione verso l'Unione Europea), individuare i siti per l'installazione, organizzare un'efficiente catena di approvvigionamento, aprire i cantieri. Anche se nel settore energia è bene pianificare le strategie con un'ottica di lunghissimo termine, occorre comunque interrogarsi se i tempi legati ad una penetrazione degli SMR siano realisticamente compatibili con le esigenze della decarbonizzazione⁹².

⁹⁰ E&Y, op. citata.

⁹¹ Una così ampia presenza di depositi di rifiuti radioattivi può sembrare sorprendente, ma occorre considerare che tali residui non sono prodotti esclusivamente dalle centrali elettriche, ma anche dai settori industriale, agricolo e sanitario.

⁹² Baguenier H., op. citata.

In sintesi

Criticità connesse agli obiettivi sulle FER

Se l'aumento delle FER non programmabili nella generazione elettrica è da considerare lo strumento centrale per la decarbonizzazione del sistema, occorre però **affrontare obiettivamente le criticità che comporta**, anche per rendere il **percorso di crescita sostenibile** da un punto di vista tecnico, economico, sociale e ambientale. In particolare, risulta necessario:

- **chiarire all'opinione pubblica tutte le conseguenze della scelta**, in particolare i costi diretti e indiretti e il loro impatto sulla spesa energetica di imprese e famiglie; questi oneri, infatti, **non si limitano ai costi di produzione dei singoli impianti FER**, ora più competitivi delle fonti termoelettriche, ma comprendono anche quelli relativi al **bilanciamento del sistema**, alla **realizzazione degli accumuli**, all'**adeguamento delle reti** di trasmissione e distribuzione, al **necessario sovra-dimensionamento** della capacità di produzione rispetto alla domanda per produrre quando risulta possibile;
- **ridurre i colli di bottiglia legati al permitting, stabilizzando il processo autorizzativo (documentazione, soggetti coinvolti)**, ma **nel contempo** acquisire consapevolezza che, in relazione agli ambiziosi obiettivi di diffusione stabiliti, gli impianti fotovoltaici ed eolici diventeranno **sempre più parte del paesaggio italiano modificandolo**;
- **razionalizzarne di conseguenza la distribuzione sul territorio in armonia con l'adeguamento delle reti**, per minimizzare le criticità e i conseguenti impatti sul funzionamento del sistema e sui costi, respingendo i progetti ambientalmente più invasivi e premiando invece (attraverso una velocizzazione delle procedure) quelli che presentano una maggiore capacità di integrazione con l'ambiente che li deve ospitare;
- valutare attentamente la **creazione di nuove dipendenze** da materie prime di provenienza extra-UE e le loro conseguenze sui costi di produzione, sulle catene di approvvigionamento, sugli aspetti geopolitici;
- **garantire la sicurezza** di funzionamento del sistema elettrico esaminando **le possibili alternative** ad uno scenario 100% FER al 2050.

Ruolo del gas per la flessibilità e la sicurezza del sistema elettrico

- La relazione tra gas ed elettricità sta evolvendo, non solo in ambito nazionale, ma anche europeo. Le centrali a gas, assieme alla produzione idroelettrica a bacino, svolgono **un ruolo cruciale nella stabilizzazione del sistema elettrico**, costituendo uno strumento fondamentale di flessibilità per la copertura della domanda elettrica quando la produzione rinnovabile non programmabile diminuisce per ragioni meteo. Ciò è particolarmente evidente durante le stasi di vento che determinano a livello europeo un significativo aumento della domanda di produzione termoelettrica a gas.
- I grandi stoccaggi di gas dell'UE aiutano a gestire le oscillazioni stagionali della domanda elettrica e forniscono un cuscinetto contro i rischi di approvvigionamento.

- Le centrali a gas hanno sempre fortemente **contribuito al margine di adeguatezza** del sistema elettrico nazionale, che risulta inferiore rispetto al passato. Terna rileva che, nonostante la grande capacità installata, il contributo effettivo delle FRNP alla stabilità del sistema è limitato e che la progressiva sostituzione della generazione termoelettrica programmabile alimentata a gas da parte delle FRNP pone la necessità di affrontare e superare **sfide significative**.
- Senza adeguate attenzioni **l'Italia rischia quindi un'instabilità energetica** e le valutazioni del TSO portano a concludere che in assenza di meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità, il sistema – qualora si affidasse ai soli segnali di prezzo provenienti dai mercati spot – si porterebbe a un punto di equilibrio economico (in termini di capacità termoelettrica disponibile) non compatibile con gli standard di adeguatezza.
- Nel lungo termine, la rinuncia alla funzione del gas come strumento di offerta di flessibilità richiederebbe un enorme sviluppo di accumuli, al momento molto costosi su dimensioni utility scale, nonché maggiori interventi di adeguamento delle reti, senza avere garanzie oggi di un corretto funzionamento del sistema in futuro.
- Risulta quindi opportuno riconoscere, anche nel medio-lungo termine, **il ruolo determinante del gas naturale** (con o senza CCS, tecnologia la cui realizzabilità e i cui costi sono ancora incerti), **per contribuire sia alla copertura della domanda di base che alla flessibilità e sicurezza del sistema**.

Valenze della generazione idroelettrica e problema delle concessioni

- L'idroelettrica è al momento la **principale tecnologia di accumulo**, capace di garantire, in tempi più rapidi rispetto ad ogni altra opzione, stabilità ai sistemi elettrici grazie alla sua flessibilità operativa e capacità di stoccaggio.
- Genera benefici all'intera filiera elettrica sia per il "carico di base" della domanda che per il suo "carico di punta" e riveste un **valore strategico ed economico** di gran lunga superiore a quello esprimibile dalla sua mera quantità e quota nella struttura dell'offerta elettrica.
- Dell'importanza strategica dell'idroelettrica, degli strumenti regolatori con cui coglierne le potenzialità di sviluppo, della necessità di accrescere il valore degli attuali e futuri asset tenendo conto delle esternalità positive che genera, **non vi è stata tuttavia grande contezza da parte del legislatore**.
- Praticamente unica in Europa, la nostra disciplina, a partire dal processo di liberalizzazione del mercato elettrico nel 1999, ha introdotto principi di temporaneità delle concessioni e loro contendibilità che ha dato origine ad una **lunga fase di incertezza operativa nel settore**.
- L'Italia ha deciso di assumere l'impegno di mettere a gara le concessioni idroelettriche nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), nonostante l'Unione Europea non lo richiedesse più, avendo la Commissione realizzato, dopo procedimenti di infrazione nei confronti di diversi Stati membri tra cui in particolare l'Italia, che le gare per le concessioni

idroelettriche rischiano di **non apportare benefici concreti** a causa del margine limitato per aumentare la concorrenza e migliorare l'efficienza nel settore.

- Il **disordine giuridico europeo** e la **mancata omogeneità delle normative regionali** costituiscono un vulnus alla stabilità del sistema. Lo dimostrano ad esempio le documentazioni di gara prodotte dalle regioni, profondamente diverse tra loro.
- Soprattutto, **non è prevista né la garanzia occupazionale né quella sugli investimenti**, né l'attenzione a mantenere all'interno quelle competenze necessarie, utili a svolgere con qualità le attività che sottostanno alla gestione di un impianto idroelettrico.
- Sarebbe opportuno che scelte rilevanti in tema di produzione idroelettrica non fossero rimesse alle poche regioni in cui sono presenti gli asset, ma **fossero frutto di una valutazione effettuata a livello centrale**, orientata alla difesa e valorizzazione di un settore nazionale strategico per la transizione, evitando il possibile prevalere di interessi locali o settoriali.
- La stessa AGCM ha rilevato come la frammentazione normativa derivante dall'adozione di discipline regionali non omogenee porti ad un'artificiale compartimentazione territoriale nella produzione energetica.
- Inoltre, il COPASIR ha rilevato la necessità di revisione della normativa vigente in ottica di **ricentralizzazione ed omogenizzazione della disciplina, attraverso una proroga delle concessioni per ammodernamento e potenziamento**.
- Risulta quindi importante **superare le criticità dell'attuale quadro normativo** per la riassegnazione delle grandi derivazioni, tenendo conto:
 - del perdurare di una **mancanza di reciprocità** tra Paesi europei e **di un quadro omogeneo** a livello UE;
 - che la stabilità per il settore idroelettrico è un connotato strutturale della sua economicità, che richiede **pianificazione e progettazione**, che mal si conciliano con incertezze normative ed eventuali discontinuità gestionali;
 - che è verosimile ritenere che i nuovi entranti sarebbero "campioni nazionali" europei che nei propri paesi si avvantaggiano di diritti di utilizzo della risorsa idrica senza scadenza alcuna o rinnovati per periodi lunghissimi (70-90 anni) **senza procedura competitiva**;
 - che **non risultano dimostrabili gli ipotetici benefici** che un'asimmetrica liberalizzazione potrebbe apportare dal lato dell'offerta elettrica per i consumatori, mentre sono evidenti i rischi dell'entrata di nuovi operatori;
 - che il nostro Paese dispone in questo settore di **eccellenze conoscitive**, manifatturiere, gestionali che il regime di gara metterebbe a rischio.
- Ritenere che l'apertura al mercato e l'intensificazione delle procedure concorsuali nell'assegnazione delle concessioni possano migliorare le condizioni del mercato elettrico è dunque **errato**.

- Occorre cercare un accordo con l'UE per uscire dal “cul de sac” in cui l'Italia si trova e adottare **un contesto normativo che favorisca l'effettuazione di investimenti** di cui il settore necessita per l'età degli impianti (media superiore ai 70 anni), con benefici per i territori sui quali insistono.
- Ciò anche al fine di **salvaguardare l'occupazione** e le competenze professionali di un settore altamente qualificato, che rappresenta un **pilastro del sistema elettrico nazionale**.
- D'altra parte, **scelte finali** che portassero ad una **soluzione amministrativa** del problema concessioni, dovrebbero nel contempo:
 - **garantire gli ingenti investimenti** necessari all'ammodernamento, riqualificazione e efficientamento delle infrastrutture, **per una miglior valorizzazione** delle potenzialità di questo comparto in termini di producibilità, flessibilità e utilizzo dei pompaggi;
 - considerare che il sistema di pricing attuale può consentire importanti margini ai produttori idroelettrici (un tempo definiti con il discusso termine di “rendita idroelettrica”). Per questo, negli ultimi tempi, vengono **avanzate ipotesi di prezzi regolati o amministrati della generazione idroelettrica, sottraendo al mercato i relativi volumi**. Soluzioni di questo tipo dovranno essere attentamente discusse e valutate anche alla luce del valore strategico di questa fonte e **dovranno fare in modo** che eventuali vantaggi vadano **nell'interesse di tutte le categorie di consumatori**.

Pro e contro del nucleare in Italia

Lo schema che segue riassume i principali **aspetti favorevoli e critici** rispetto all'opzione nucleare con riferimento alla tecnologia SMR o simili tecnologie avanzate.

Pro	Contro
<ul style="list-style-type: none">• Favorirebbe il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.• Incontrerebbe le esigenze di copertura del previsto aumento esponenziale della domanda elettrica nel lungo termine.• Gli SMR sono modulari e prefabbricabili, riducono invasività e investimento iniziale, diminuiscono i tempi di costruzione.• Sicurezza rafforzata in confronto ai tradizionali reattori, grazie ai sistemi di sicurezza passivi.• Comporta un ridotto uso di suolo.• Comporta bassa necessità di combustibile e una limitata dipendenza dalle materie prime critiche.• Data la rilevanza dell'UE nell'industria nucleare a livello globale, riduce la possibile dipendenza da paesi terzi.• L'uranio proviene da paesi più "sicuri" rispetto ad altre materie prime.• Può costituire un mercato potenziale per la filiera industriale italiana.	<ul style="list-style-type: none">• Gli SMR non avranno raggiunto la fase commerciale prima del prossimo decennio.• Sono ancora del tutto incerti i costi di queste soluzioni (per ora basati su ipotesi e non su esperienza) e quindi la loro sostenibilità economica.• Non risponderebbero in maniera efficiente alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico italiano, rispetto ad altre tecnologie (gas, idro).• Resta incerta l'accettabilità sociale.• Problematica individuazione dei numerosi siti, in un contesto in cui vi sono grandi difficoltà perfino per le aree idonee FER.• Implicherebbe un forte intervento dello Stato per sostenere o garantire gli investimenti.• Tempi lunghi di realizzazione della filiera e per le regolamentazioni e autorizzazioni necessarie.• L'Italia non possiede né il combustibile, né le tecnologie nucleari.• Problema della gestione dei residui radioattivi.

- In una corretta **ottica di neutralità tecnologica**, la produzione elettronucleare, soprattutto in riferimento agli SMR, deve essere **presa attentamente in considerazione** nell'ambito del percorso di contrasto ai cambiamenti climatici.
- Tuttavia, date le importanti conseguenze di una simile opzione sulla strategia energetica nazionale, occorre che qualsiasi iniziativa in materia nel nostro Paese – parallelamente ad

un'opportuna sensibilizzazione sociale – si basi su **analisi approfondite** e trasparenti valutazioni riguardo: la competitività e sostenibilità dei costi dell'intera filiera, le modalità per attrarre e sostenere gli investimenti, l'utilità di questa tecnologia nel quadro delle necessità del futuro sistema elettrico nazionale, i tempi necessari per un'eventuale implementazione rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione.

- Quello che sta avvenendo per l'idrogeno, dove gli obiettivi UE 2024 sono stati centrati solo per il 4% e quelli 2030 appaiono ormai irrealizzabili⁹³, mostra quanto sia improduttivo affidarsi a previsioni di volumi e costi basate più su desiderata che su un'attenta analisi dei numeri e delle potenzialità. Mentre **affrontare in modo intellettualmente oggettivo le criticità serve per prospettare le soluzioni migliori con cui è possibile porvi rimedio**.
- In ogni caso, le prospettive dell'energia nucleare sembrano anche nei paesi ad economia di mercato **in mano al decisore pubblico**. Investimenti che si proiettano oltre un secolo devono però poter contare su **un'azione politica chiara e stabile**⁹⁴.
- In sostanza le **alternative** riguardo il possibile futuro mix di generazione nazionale sono riducibili a tre:
 - 100% rinnovabili con accumuli;
 - Rinnovabili + Nucleare + Gas con CCS (ipotesi PNIEC);
 - Rinnovabili + Gas (con e senza CCS) come strumento di sicurezza per il sistema.

Tutte e tre comportano criticità economiche e/o ambientali; oggi, la terza opzione sembra ancora la più realisticamente realizzabile in termini tecnici ed economici.

- A conclusione del capitolo dedicato al sistema di generazione, un'ultima osservazione riguarda **lo spazio che resta al mercato** nel settore elettrico: (i) contratti per differenza a lungo termine con garanzie statali e ricadute in bolletta per l'incentivazione delle rinnovabili, (ii) meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità ritenuti necessari perché i segnali di prezzo dei mercati spot non garantiscono l'ottenimento di sufficienti margini di adeguatezza, (iii) ipotesi di modelli a ricavi regolati per l'eventuale futuro nucleare ma avanzati anche per il settore idroelettrico, evidenziano **come i mercati liberalizzati fondati sui prezzi a breve mostrino sempre più lacune e malfunzionamenti rispetto agli obiettivi**, che costringono la regolazione a intervenire riducendone gradualmente gli spazi.

⁹³ De Paoli L., *Bilancio della strategia UE sull'idrogeno a metà percorso*, Staffetta Quotidiana, 10 marzo 2025.

⁹⁴ Clò A., *Il dominio dell'incertezza*, in *Presentazione*, Rivista ENERGIA, n. 1/25, marzo 2025.

CAPITOLO 3

VALUTAZIONI SUL SEGMENTO DELLA VENDITA FINALE E SULLA FINE DELLA TUTELA

Questo capitolo mette in evidenza alcune connotazioni del comparto della vendita al dettaglio di gas ed elettricità in Italia, caratterizzato da una proliferazione di operatori e dalle ultime fasi delle tutele di prezzo per i clienti domestici. Ne seguono valutazioni circa l'efficacia dell'attuale configurazione di mercato nel fornire effettivi vantaggi per i consumatori e riguardo i rapporti tra venditori e consumatori, soprattutto in termini di consapevolezza di questi ultimi nell'effettuare le proprie scelte sul mercato. Ciò conduce anche ad alcune considerazioni circa i risultati del processo di liberalizzazione dei settori energetici nella protezione di famiglie e imprese.

1. Il contesto della vendita al dettaglio di elettricità e gas

Sul mercato della vendita al dettaglio il numero di venditori finali è giunto a più di **700 per l'energia elettrica e a circa 480 per il gas naturale**⁹⁵. In entrambi i settori le cifre sono state in **aumento quasi costante** negli anni⁹⁶. Ciò a differenza, per esempio, di quanto avviene in Regno Unito, dove il numero di venditori finali, già di molto inferiore, si è ulteriormente ridotto dopo la crisi del 2022, scendendo da una sessantina a poco più di una ventina⁹⁷.

Secondo ARERA, la crescita del numero di operatori sarebbe positiva, anche se: “al fine di valutare correttamente gli impatti dell'incremento del numero degli operatori e l'entità delle eventuali barriere alla crescita, potrebbe essere interessante approfondire anche **la capacità dei nuovi entranti di soddisfare i requisiti tecnici, di natura finanziaria e di onorabilità che garantiscono l'affidabilità degli operatori**. Tali requisiti, infatti, rappresentano il fondamento di una crescita duratura della base clienti e pertanto determinano l'efficacia della pressione concorrenziale esercitata dai nuovi entranti”.

La realtà che emerge è però diversa: sono i grandi operatori ad accrescere le loro quote di mercato libero per tutte le tipologie di clientela nel settore elettrico e nel settore del gas naturale⁹⁸.

Nel 2023, sul totale dei venditori finali di energia elettrica, **i primi venti gruppi societari detenevano l'87% del mercato**⁹⁹; il resto risulta suddiviso tra una miriade di altri soggetti. Sarebbe interessante conoscere “la capacità di soddisfare i requisiti tecnici, di natura finanziaria e di onorabilità” degli operatori che negli ultimi anni si sono aggiunti all'elenco, senza aver operato investimenti nel settore a parte le spese commerciali e amministrative.

⁹⁵ ARERA.

⁹⁶ Tranne che nel 2023 per il gas.

⁹⁷ Goldoni G., *Tutela: una fine a vantaggio di chi?*, RivistaEnergia.it, dicembre 2023.

⁹⁸ ARERA, *Monitoraggio Retail settore elettrico – Rapporto 2022*.

⁹⁹ Oltre il 33% del mercato in termini di energia venduta era detenuto da Enel, seguita da A2A con l'8,4% ed Hera con il 5,9%.

Tab. 8 - Quote di mercato nella vendita finale (%)

Mercato	Operatori retail	Quota di mercato
Elettricità	primi 20	87%
	altri 680 (ca)	13%
Gas	primi 26	84%
	altri 455 (ca)	15%

Fonte elaborazioni Rie su dati ARERA

Nel gas il numero elevatissimo di venditori finali rispetto alla realtà del mercato italiano si spiega anche col fatto che il Ministero consente una soglia dimensionale minima per l'autorizzazione alla vendita molto bassa (10.000 mc/anno), considerato che, secondo la stima corrente di ARERA, una famiglia consuma in media 1.400 mc/anno di metano. Nella relazione annuale 2024, ARERA segnala che i **primi 26 operatori della vendita al dettaglio coprono l'84% del totale** del metano erogato ai clienti finali. Viene da chiedersi quale sia l'opportunità di autorizzare alla vendita **ben 455 ulteriori soggetti**. Tanto più che una tale pluralità di operatori non fornisce **alcun vantaggio reale per i consumatori finali e non può che tradursi in maggiori costi di una catena di vendita dimensionalmente sproporzionata**, che per di più non fornisce garanzie ottimali. Nello specifico, si osserva come ben 20 soggetti autorizzati alla vendita massima di 10.000 mc/anno possono servire appena 140 famiglie, mentre salendo di taglia la situazione non migliora: ben 317 operatori (il 45% del totale) risultano avere un limite di fornitura inferiore a 1 milione di mc/anno, corrispondente al consumo medio di appena 226.000 famiglie (714 ciascuno)¹⁰⁰.

Numeri così elevati di venditori finali, delle più varie dimensioni e origini, fanno nascere forti dubbi circa la **reale efficienza del sistema** che si è andato costituendo negli ultimi anni, anche perché di fatto implicano che la vendita al dettaglio di elettricità e gas comporti margini tali da permettere un numero di operatori elevatissimo, poco confrontabile con le altre filiere di prodotti di largo consumo delle famiglie. "Come ha insegnato Paolo Sylos Labini nel volume *Oligopolio e Progresso Tecnico*, **non è la numerosità delle imprese che di per sé rende i mercati concorrenziali**, specie quando a dominare è un oligopolio concentrato cui conviene far vivere operatori minori e meno efficienti con prezzi fissati immediatamente al di sopra del loro prezzo di esclusione, in grado cioè di assicurare un minimo saggio di profitto. Il punto dirimente è, comunque, che nel mercato elettrico (e gas, ndr), specie retail, non può dirsi operi un'effettiva *workable competition*"¹⁰¹.

Dal contesto della vendita finale emerge, quindi, **un comportamento più collusivo che competitivo tra i venditori**, che **non porta benefici economici** ai consumatori e **ne indebolisce la capacità di scelta** anziché accrescerla.

Quasi ogni operatore ha almeno due offerte sul mercato libero dai contenuti più vari (prezzo fisso o variabile, per fasce o monoraria, servizi aggiuntivi, opzione energia rinnovabile, sconti di varia natura, premi, raccolte punti, ecc.). A dicembre 2024, sul Portale Offerte organizzato da ARERA e Acquirente Unico, **per i clienti domestici erano presenti 3.540 offerte per l'energia elettrica e 3.600**

¹⁰⁰ Branda M., *C'è grasso che cola, nota sugli oltre 700 venditori di gas in Italia*, RivistaEnergia.it, agosto 2023.

¹⁰¹ Clò A., *Quale concorrenza nel mercato elettrico secondo ARERA?*, Rivista ENERGIA n. 3/19, settembre 2019.

per il gas naturale¹⁰². Da queste considerazioni e cifre è possibile rendersi conto facilmente della “giungla” nella quale il consumatore si deve districare per cercare di effettuare una scelta consapevole rispetto a **offerte anche molto disomogenee**.

2. Valutazioni sulla fine dei mercati tutelati

2.1. Origine, obiettivi e conclusione della tutela

Come noto, con il 10 gennaio 2024 si è chiuso formalmente il regime dei prezzi tutelati sia per l’elettricità che per il gas, seppur con modalità differenti tra i due servizi. Infatti, per i consumatori domestici gas che a quella data non avevano ancora effettuato scelte sul libero mercato, il superamento è avvenuto mantenendo lo stesso fornitore che ha applicato a quei clienti la c.d. offerta Placet a prezzo variabile, mentre nel settore elettrico il passaggio si è realizzato tramite l’affidamento del servizio (servizio a tutele gradual) ad operatori selezionati tramite procedure concorsuali.

La totale apertura del mercato nella vendita per tutti i clienti finali fu stabilita a partire dal 1° luglio 2007 (DL 73/2007), salvo prevedere per i consumatori domestici gas ed elettricità e per i consumi elettrici delle piccole imprese in BT, che non avessero scelto offerte sul libero mercato, un regime contrattuale e di prezzo regolato definito di “tutela” per il gas e di “maggior tutela” per l’elettricità. In particolare per l’elettricità, il principio della “maggior tutela” è derivato dalla necessità di garantire le disposizioni comunitarie in materia di servizio universale¹⁰³. L’obiettivo era di garantire ai clienti che per la prima volta avevano la possibilità di accedere al mercato libero, “una fornitura a prezzi coerenti con il mercato all’ingrosso”.

Quindi, il prezzo di maggior tutela è sempre stato, comunque, un prezzo di mercato. ARERA ha avuto il compito di definire “**transitoriamente, in base ai costi effettivi del servizio**”, i prezzi di tutela che vengono applicati a domestici e, per la vendita di elettricità, anche alle piccole imprese in BT.

La legge 4 agosto 2017 n. 124 (legge annuale concorrenza) aveva previsto (art. 1 comma 60) la cessazione dell’efficacia del regime di maggior tutela a decorrere dal 1° gennaio 2019. Tuttavia, il termine della tutela è stato successivamente **differito più volte** e poi fissato al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese ed al 1° gennaio 2023 per le microimprese (art. 12, comma 9-bis del DL n. 183/2020), relativamente al consumo di elettricità. Per i consumatori domestici – dopo molte discussioni e incertezze – il termine è stato stabilito al 10 gennaio 2024 (decreto MASE del 17 maggio 2023) sia per gas che elettricità.

¹⁰² ARERA, *Monitoraggio sull’evoluzione dei mercati di vendita al dettaglio dell’energia elettrica e del gas, rapporto di aggiornamento*, gennaio 2025.

¹⁰³ Servizio universale: “un insieme minimo definito di servizi di determinata qualità disponibile a tutti gli utenti a prescindere dalla loro ubicazione geografica e, tenuto conto delle condizioni specifiche nazionali, ad un prezzo accessibile” (direttiva 97/33/CE, articolo 2, comma 1, punto g). A livello europeo esistono leggi con obblighi di servizio universale nell’erogazione di energia elettrica, nel settore delle telecomunicazioni, nei servizi postali. Per l’energia elettrica, la materia è stata disciplinata dalla direttiva n. 2003/54/CE e poi n 2009/72/CE, il cui art. 3 comma III attribuisce agli Stati il compito di assicurare che i clienti civili e, se ritenuto opportuno, le piccole imprese usufruiscano del servizio universale, identificato nel “diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori”.

Per i **clienti domestici vulnerabili**¹⁰⁴ e in condizioni di povertà energetica, però, la tutela ha continuato ad applicarsi. I fornitori sono tenuti ad offrire a questi clienti l'energia ad un prezzo che riflette il costo nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti da ARERA e periodicamente aggiornati (D. Lgs 8 novembre 2021, n. 210).

Per i consumi di elettricità, i **domestici non vulnerabili** che al 10 gennaio 2024 erano rimasti sul mercato tutelato senza operare una scelta verso il mercato libero, come avvenuto per le piccole e microimprese, vengono forniti sotto il c.d. servizio a tutele graduali (STG) – "*per accompagnare i clienti finali nel passaggio al mercato libero dopo la rimozione della tutela di prezzo*" – erogato da operatori selezionati attraverso aste, che si sono svolte il 10 gennaio 2024. Gli operatori vincitori delle aste sono subentrati nella fornitura a partire dal 1° luglio 2024. Il STG, che ha una durata di tre anni, prevede l'applicazione al cliente finale di condizioni di erogazione del servizio definite da ARERA.

2.2. Il servizio a tutele graduali per i consumatori domestici di elettricità

Per accompagnare la transizione al mercato libero dopo la fine della maggior tutela è stato previsto per i consumatori elettrici il STG, con procedure concorsuali per assegnare agli operatori del settore, aventi opportuni requisiti e garanzie, i consumatori che non avevano ancora scelto il libero mercato. Dopo le procedure per le piccole imprese (2021) e per le microimprese (2023), tra dicembre e gennaio 23/24 è stata effettuata l'asta per i consumatori domestici non vulnerabili che ha interessato 4,4 milioni di clienti. Il 6 febbraio AU ha pubblicato sul proprio sito internet, per ciascuna area territoriale e per il periodo di assegnazione del servizio (1° luglio 2024 - 31 marzo 2027), i nomi degli esercenti vincitori e il corrispondente valore del prezzo di aggiudicazione per ogni area. L'offerta prevedeva l'indicazione del valore, espresso in centesimi di €/POD/anno del prezzo offerto, con riferimento a ciascuna area territoriale per la quale si intendeva partecipare e il numero massimo di aree territoriali che si era disposti a servire. Ciascun offerente poteva concorrere ad un numero massimo di aree. Le aree territoriali sono state assegnate da AU alle imprese che hanno presentato l'offerta con il prezzo più basso.

La competizione ha visto le seguenti imprese vincitrici: Enel e Hera si sono aggiudicati 7 lotti, Edison 4, Illumia 3, A2A e Iren 2, E.ON 1. Su 26 aree, 18 sono andate a operatori che gestivano anche la tutela e 8 a venditori attivi solamente sul mercato libero. Gli operatori integrati si sono però contesi tra loro lotti dove non erano incumbent. Le offerte presentate per contendersi le 26 aree a disposizione sono risultate molto "aggressive". In certi lotti si è arrivati a -200 €/POD/anno, con una media per tutte le aree che si è attestata a -73 €/POD/anno. È questo lo sconto unico applicato a livello nazionale, mentre una procedura di conguaglio procede alla compensazione dei valori tra gli operatori in relazione al valore delle loro offerte. Inoltre, ARERA ha ristrutturato la composizione del

¹⁰⁴ Clienti in condizioni economicamente svantaggiate (ad esempio percettori di bonus); che versano in condizioni di salute tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica; soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 legge 104/92; soggetti che hanno un'utenza in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi; che hanno un'utenza in un'isola minore non interconnessa; che hanno un'età superiore ai 75 anni.

prezzo finale eliminando la componente tariffaria “dispBT”, che spettava agli operatori che avevano clienti domestici in tutela. Complessivamente, quindi, gli sconti per ciascun cliente, rispetto al precedente servizio di maggior tutela, ammontano a circa 130 euro annui, per quasi 11 €/mese e a 110 €/anno rispetto ai vulnerabili.

Per i clienti domestici non vulnerabili gli sconti ottenuti con STG hanno portato così a prezzi inferiori rispetto ai consumatori vulnerabili, rimasti invece in tutela. Dopo alcuni mesi di discussioni, al fine di non procrastinare una situazione penalizzante per questa categoria di consumatori, **l’articolo 24 della legge 193/24** (Legge Concorrenza 2024) ha previsto che i clienti vulnerabili serviti da un operatore del mercato libero o della maggior tutela possono richiedere al gestore STG territorialmente competente l’attivazione del servizio STG entro il 30 giugno 2025 (i clienti già forniti nel STG che diventeranno vulnerabili entro il 30 giugno 2025 permarranno nel servizio senza dover fare alcuna richiesta).

Complessivamente le aste hanno prodotto effetti positivi per i consumatori, anche se **non sembra opportuno parlare di successo del mercato**, per diversi motivi.

- a) Si è trattato di una procedura “calata dall’alto”, perché il mercato libero aveva fallito nelle proprie proposte, tanto che a dicembre 2023 circa 8 milioni di consumatori domestici (vulnerabili e non) erano rimasti nella tutela. La concorrenza tra operatori sviluppata nelle aste è stata quindi **una concorrenza indotta** e non creata sul mercato.
- b) Gli sconti importanti offerti dagli operatori in gara hanno fatto dubitare che i costi di commercializzazione che il regolatore ha definito in questi anni come “**efficienti**” lo fossero **davvero**; si tratta di un dubbio che solo ARERA e gli operatori potrebbero sciogliere.
- c) Una quota dello sconto è stata permessa **dall’assenza dei costi di acquisizione del cliente** che sarebbe stata sostenuta dai venditori se i clienti fossero stati acquisiti sul libero mercato, invece che con aste territoriali.
- d) Inoltre, è probabile che gli operatori abbiano conteso di rimanere in possesso dei nuovi clienti durante il STG, in quanto **è difficile trovare sul mercato offerte più convenienti da operatori diversi**. Il valore che i venditori si attendono di “estrarre” dai nuovi clienti dipende anche da quanti ne riusciranno a convincere a passare a proprie offerte prima della scadenza del STG.

Tuttavia, in un recente rapporto ARERA¹⁰⁵, si legge che dei 465 mila clienti che da luglio a dicembre 2024 hanno abbandonato la STG per il mercato libero: il 73,8% ha sottoscritto un contratto con altri venditori, il 22,7% ha sottoscritto un nuovo contratto con l’esercente della STG e il 3,4% con venditori facenti parte del gruppo del precedente esercente del servizio di Maggior Tutela (ex-incumbent). Il superamento della tutela di prezzo per i clienti domestici non vulnerabili sembra dunque favorire il passaggio al mercato libero di detti clienti con venditori diversi sia dal precedente esercente la Maggior Tutela che dagli esercenti il STG.

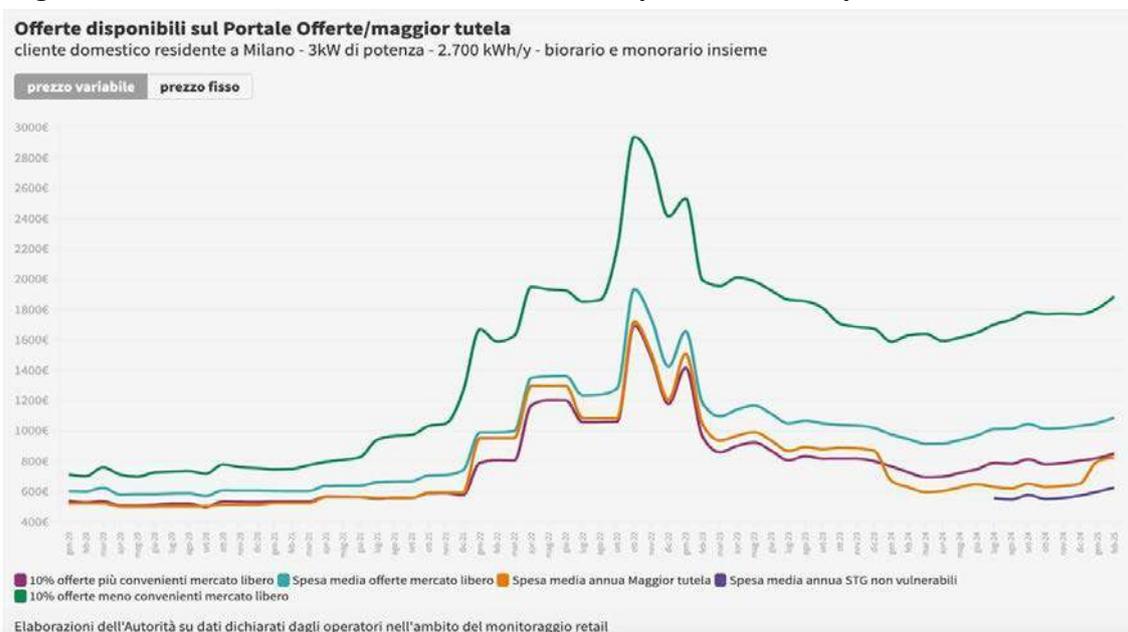
¹⁰⁵ ARERA, *Rapporto 143/2025/i/com, Monitoraggio delle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici non vulnerabili 2024*, 1° aprile 2025.

2.3. Vantaggi e svantaggi delle tutele di prezzo

Dall'analisi dei rapporti di monitoraggio sul mercato retail di ARERA, dalla Memoria al Parlamento sul tema¹⁰⁶ e dai dati resi disponibili dallo stesso regolatore sul proprio sito web, è possibile effettuare alcune valutazioni sui rapporti tra prezzo tutelato e offerte del libero mercato negli anni e nel corso della prima fase del servizio a tutele graduali, nonché sul comportamento di operatori e consumatori.

Comparazione delle offerte disponibili. Sebbene in misura estremamente limitata, vi sono state offerte disponibili più convenienti della tutela nelle sue varie forme, sia nel 2024 che negli anni precedenti. Tuttavia, per il consumatore non è facile valutare e individuare quelle più convenienti, perché **non sono omogenee** e risultano di **difficile comparazione**, nonostante gli strumenti di confronto, come il Portale delle Offerte istituito da ARERA e AU.

Fig. 25 – Offerte elettricità sul mercato libero e prezzi di tutela per i clienti domestici



Fonte: ARERA

In ogni caso, per i clienti domestici, la media delle offerte in tutela è risultata negli anni quasi costantemente inferiore alla media delle offerte sul mercato libero¹⁰⁷. Ciò è reso evidente dal grafico

¹⁰⁶ ARERA, Memoria n. 544/2023/I/COM del 22 novembre 2023.

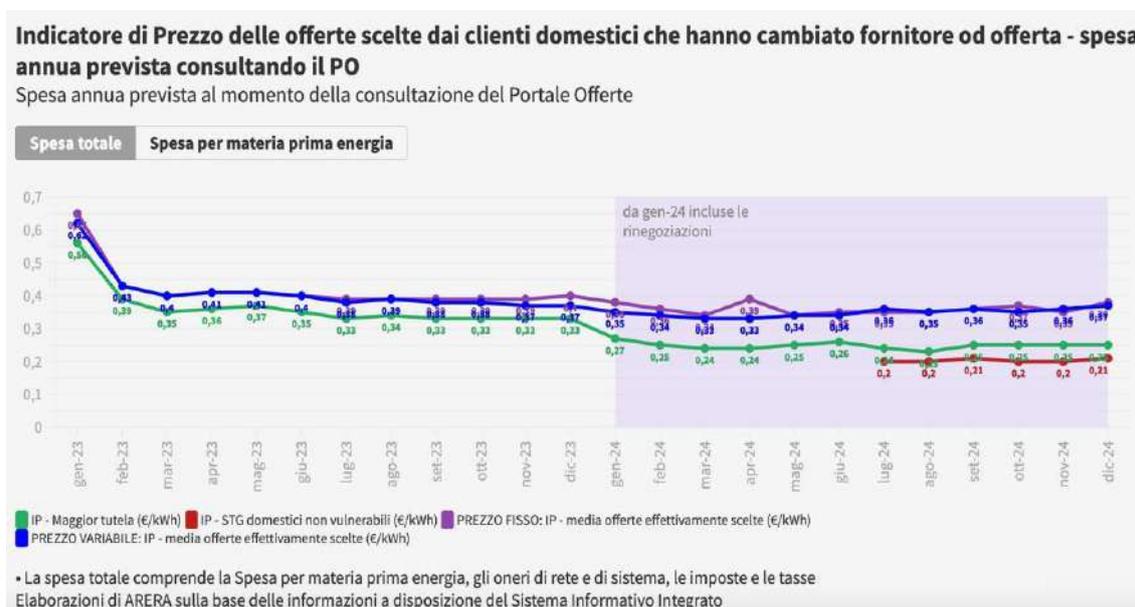
¹⁰⁷ L'ultimo Rapporto di monitoraggio ARERA datato gennaio 2025, precisa che, in merito al settore elettrico, nel 2024 la minore disponibilità di offerte più convenienti della maggior tutela è legata anche alla variazione della componente di perequazione del prezzo dell'energia (PPE). Tale componente serve a garantire che gli importi complessivamente pagati ogni trimestre dai clienti serviti in regime di tutela con le componenti Prezzo dell'energia (PE) e Dispacciamento (PD) equivalgano ai costi di acquisto e dispacciamento effettivamente sostenuti per fornire loro l'energia. Per questo motivo la componente PPE può avere segno positivo (a debito dei clienti in maggior tutela, quando i costi effettivi risultano superiori a quelli previsti) o segno negativo (a credito dei clienti in maggior tutela, quando i costi effettivi risultano inferiori a quelli previsti). Nel 2024 la componente PPE ha avuto segno negativo contribuendo a ridurre i prezzi tutelati. Inoltre, con deliberazione 262/2024/R/eel, da luglio 2024 ARERA ha ridotto la componente PCV a carico dei clienti in maggior tutela, da circa 69,00 €/POD/anno (a cui va sommato il valore negativo del corrispettivo DISPBT di circa -11,00 €/POD/anno in vigore fino a giugno 2024) a 40,00 €/POD/anno (a cui va sommato il valore positivo della DISPBT di circa +1,00 €/POD/anno in vigore da luglio 2024), contribuendo a rendere la maggior tutela ulteriormente conveniente rispetto alle alternative del mercato libero nel secondo semestre 2024.

in Fig. 25 che indica per i clienti domestici dell'elettricità: la spesa annua in euro mediamente sostenuta scegliendo tra il 10% delle offerte di mercato libero meno convenienti del servizio di tutela, la spesa annua mediamente sostenuta tra tutte le offerte di mercato libero disponibili, la spesa annua del servizio di tutela, la spesa annua mediamente sostenuta scegliendo tra il 10% delle offerte di mercato libero più convenienti del servizio di tutela.

Si evidenzia anche come il prezzo del STG sia inferiore alla media di tutte le altre tipologie di offerta. Andamenti analoghi si riscontrano per le offerte a prezzo fisso e per le offerte sul mercato gas.

Comparazione tra i prezzi sottoscritti. Il confronto tra prezzi effettivamente pagati dai consumatori in conseguenza delle offerte sottoscritte mette anch'esso in evidenza come, in riferimento al 2023 e al 2024, i prezzi effettivamente pagati sul libero mercato siano stati costantemente superiori a quelli delle tutele. A titolo di esempio, in Fig. 26 si riporta il grafico fonte ARERA, con gli indicatori di prezzo (IP), ossia i prezzi dell'energia elettrica applicati ai clienti finali domestici che hanno scelto offerte del mercato libero. Il grafico mostra gli IP valorizzati in termini di spesa totale unitaria prevista per tutte le offerte scelte di mercato libero in caso di switching (linea blu prezzo variabile, linea viola prezzo fisso) confrontate con l'indice per la maggior tutela (linea verde) e da luglio 2024 anche con l'indice riferito alla STG non vulnerabili.

Fig. 26 - Prezzi delle offerte elettricità effettivamente scelte dai clienti domestici e prezzi di tutela



Fonte: ARERA

ARERA evidenzia inoltre che molte offerte comprendono anche **elementi aggiuntivi e di differenziazione**: garanzia di energia da fonte rinnovabile, programmi di raccolta punti (propri o altrui); altri servizi energetici; omaggi o gadget; vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi, altri prodotti o servizi offerti insieme all'energia, ecc. Tali elementi di differenziazione possono aumentare il prezzo dell'offerta qualora consistano in servizi a valore aggiunto, o anche diminuirlo qualora l'offerta sia condizionata all'acquisto di specifici prodotti correlati.

Lato operatori, **dopo la crisi del 2022, il numero delle offerte a prezzo fisso si era molto ridotto**, a differenza degli anni precedenti. Tale cambiamento è legato all'andamento dei prezzi all'ingrosso a

partire dalla seconda metà del 2021 e proseguito nel corso del 2022. Infatti, a seguito dell'incremento del livello e della volatilità dei prezzi all'ingrosso, molti venditori hanno preferito orientare la propria offerta su formule di prezzo variabile, "in grado di intercettare maggiormente il rischio prezzo in uno scenario particolarmente complesso"¹⁰⁸, riducendo il costo delle coperture necessarie per formulare offerte a prezzo fisso. Col ridursi della volatilità dei prezzi all'ingrosso (che si mantiene tuttavia molto significativa), è tornata sul mercato una crescente disponibilità di offerte a prezzo fisso.

Comportamenti dei consumatori. ARERA rileva che nelle scelte in uscita dalla tutela o nei passaggi sul mercato libero, in molti casi **la scelta operata dal cliente non è la più conveniente** tra le diverse offerte sottoscrivibili. Spesso il cliente che cambia fornitore nel mercato libero o che lascia i servizi di tutela non sceglie un'offerta economicamente più vantaggiosa, preferendo contratti che non presentano nemmeno particolari servizi aggiuntivi.

Fig. 27 - Scelte dei clienti nelle uscite dalla tutela e nei cambi di fornitore nel mercato libero

	2022		Prezzo fisso 2023		2024	
	Offerte scelte in uscita dalla maggior tutela	920.448 (79,6%)	235.343 (20,4%)	189.009 (96,9%)	6.017 (3,1%)	371.784 (98,9%)
Offerte scelte nel mercato libero	700.981 (74,1%)	244.867 (25,9%)	436.722 (91,3%)	41.829 (8,7%)	748.722 (98,7%)	9.621 (1,3%)
Rinegoziazioni nel mercato libero					2.138.595 (95,1%)	109.124 (4,9%)
	2022		Prezzo variabile 2023		2024	
	Offerte scelte in uscita dalla maggior tutela	78.951 (65,4%)	41.766 (34,6%)	680.106 (93,8%)	44.658 (6,2%)	199.407 (90,3%)
Offerte scelte nel mercato libero	333.141 (82,2%)	72.365 (17,8%)	1.666.225 (92,9%)	126.699 (7,1%)	1.291.532 (98,4%)	20.486 (1,6%)
Rinegoziazioni nel mercato libero					894.213 (99,5%)	4.411 (0,5%)

■ meno vantaggiose ■ più vantaggiose

Fonte: elaborazioni Rie su dati ARERA

¹⁰⁸ ARERA, *Monitoraggio retail. Rapporto per l'anno 2022*.

In sintesi, appare ancora evidente come l'approccio al mercato libero dei clienti, sia di coloro che lasciano le tutele che di quelli che hanno già avuto esperienza del mercato libero, "sia caratterizzato da elementi di non semplice lettura". La scelta avviene, con molta probabilità e nella maggior parte dei casi, senza aver acquisito elementi puntuali di confronto, anche per la complessità della materia. Sembra, quindi, che in questo processo **il motore principale di scelta sia costituito dal venditore proponente** che riesce in molti casi a focalizzare l'attenzione di un **cliente predisposto al cambiamento, ma non consapevole degli effettivi benefici economici di tale cambiamento**, su offerte di mercato libero con caratteristiche tali da non risultare migliorative.

In conclusione, **pesano in maniera rilevante, "da una parte, la disponibilità di offerte tra cui scegliere** e, dall'altra, la **costante azione di pressione commerciale** svolta dai venditori e che in un settore percepito come "difficile" quale quello energetico riesce a valorizzare in maniera molto importante elementi quali il valore del marchio e la percezione di soggetto integrato".

In sintesi

Il settore della vendita finale

- La proliferazione dei venditori finali, delle più varie dimensioni e origini, fa nascere **forti dubbi circa la reale efficienza del sistema**, anche perché di fatto implica che la vendita al dettaglio di elettricità e gas comporti margini tali da permettere la sopravvivenza di un numero di operatori molto elevato.
- La pluralità dei venditori non può che tradursi in **maggiori costi** di una catena di vendita **dimensionalmente sproporzionata**, che, per di più, **non fornisce garanzie ottimali**.
- **Non è la numerosità delle imprese che di per sé rende i mercati concorrenziali**, specie quando a dominare è un oligopolio concentrato. Sono quasi sempre i grandi operatori, infatti, ad accrescere le loro quote di mercato per tutte le tipologie di clientela.
- Dal contesto emerge, quindi, un **comportamento più collusivo che competitivo** tra i venditori, che non porta benefici economici ai consumatori e ne indebolisce la capacità di scelta anziché accrescerla.

Prezzi e offerte

- Per i clienti domestici, la media delle offerte in tutela è risultata, negli anni, quasi costantemente inferiore alla media delle offerte disponibili sul mercato libero.
- Sebbene, anche se in misura estremamente limitata, vi siano offerte disponibili più convenienti della tutela nelle sue varie forme, per il consumatore non è facile valutare e individuare quelle più convenienti, perché **non sono omogenee** e risultano di **difficile comparazione**, nonostante gli strumenti di confronto (Portale Offerte ARERA).
- Anche la comparazione tra prezzi effettivamente pagati dai consumatori in conseguenza delle offerte sottoscritte mette in evidenza come i **prezzi pagati sul libero mercato siano mediamente superiori a quelli delle tutele**.
- Comunque, quello di **tutela è o è stato un prezzo di mercato**, legato alle dinamiche delle quotazioni spot all'ingrosso, sia nel gas (TTF prima, PSV da ottobre 2022) che nell'elettricità (PUN atteso + conguagli). Quindi, **la tutela non ha protetto i consumatori dai picchi di prezzo** verificatisi negli ultimi anni.
- La diatriba “tutela sì/tutela no” risulta in parte fuorviante, in quanto **i maggiori problemi sono riscontrabili a monte**, ossia nelle **modalità di formazione dei prezzi del gas e dell'elettricità all'ingrosso, scelte dalla regolazione europea e nazionale, come parte del puzzle del processo di liberalizzazione dei due settori**.
- Relativamente al gas, **tali modalità critiche riguardano l'essersi affidati completamente alle dinamiche dei mercati spot agli hub** (TTF, PSV) per la formazione del prezzo lungo tutta la catena del valore, con esposizione a situazioni di scarsità di offerta, rischi geopolitici, comportamenti speculativi, **allontanandosi da qualsiasi verifica dei costi effettivi della materia gas naturale**.

- Per l'elettricità, riguardano un sistema di valorizzazione dell'energia fondato anche sui scambi a breve e sul system marginal price nella determinazione del PUN, che, dipendendo ancora principalmente dalle quotazioni del gas, ha mostrato durante la crisi tutta **la sua inefficienza** nel ridurre il prezzo del kWh dovuto al minor costo della produzione rinnovabile¹⁰⁹. Tanto da portare l'UE a intraprendere una riforma del mercato elettrico che ritocca il sistema senza modificarlo strutturalmente, e il **mercato a cercare soluzioni diverse**, basate sulla stipula di contratti a lungo termine (PPA e CfD) che garantiscano volumi e ricavi agli investitori.
- **Il servizio a tutele gradual**i per il servizio elettrico porta sì temporanei benefici economici ai consumatori tramite le avvenute procedure d'asta, ma **non può essere considerato un successo del mercato**. Infatti, si è trattato di una procedura calata dall'alto, proprio a seguito del fallimento del mercato nelle sue proposte, tanto che 8 milioni di consumatori (quasi un terzo) erano rimasti nella maggior tutela. La concorrenza tra operatori sviluppata nelle aste è stata quindi una **concorrenza indotta** e non nata sul mercato.

Consapevolezza del consumatore

- Nel novembre 2018, il regolatore correttamente osservava: “solo se [il cliente] ha a disposizione informazioni affidabili, chiare, facilmente comprensibili ed accessibili riesce a essere attivo nel mercato e a cogliere le opportunità di risparmio che esso offre. Diversamente, il cliente rischierebbe di subire l'esercizio di potere di mercato da parte del fornitore”¹¹⁰. Ed è, purtroppo, quello che è avvenuto.
- Infatti, il settore dell'energia è estremamente complesso, **l'asimmetria informativa tra venditore e consumatore risulta ancora più ampia** e con maggiori implicazioni rispetto ad altri beni o servizi di largo consumo.
- Il consumatore medio di elettricità e gas non solo **ha difficoltà a valutare le offerte** e a comprendere i processi di mutamento delle regole avvenuti (fine tutela, tutele gradual, offerte placet, ecc.)¹¹¹ ma, per la peculiarità di questi mercati, non **possiede neppure gli strumenti di conoscenza** per valutare a posteriori il risultato delle proprie scelte.
- Le difficoltà nel comprendere il mercato sono state ampliate dal **comportamento commercialmente non corretto di molti operatori**, tanto che il passaggio di numerosi consumatori dalla tutela al libero mercato è avvenuto **inconsapevolmente** e/o in assenza di un'effettiva comprensione delle offerte sottoscritte, **scegliendo spesso offerte non convenienti**.
- In conclusione, appare importante sottolineare come **l'obiettivo primario di un mercato energetico liberalizzato sia quello di favorire i consumatori**, cosa che non è finora avvenuta.

¹⁰⁹ GB Zorzoli, *Mercato elettrico, una riforma ecumenica*, Staffetta Quotidiana, 20 ottobre 2023.

¹¹⁰ ARERA, *Monitoraggio Retail. Rapporto per l'anno 2017*.

¹¹¹ Secondo una ricognizione di ARERA, è emerso che il cliente gas ha avuto difficoltà a comprendere il processo di fine tutela.

- La concorrenza può essere importante per il consumatore, ma **il mercato non deve essere perseguito sempre come dogma indiscutibile**. Importanti economisti dell'energia¹¹² sostengono che: “it was, and still is, unclear which additional benefits retail market liberalization could entail compared to those derived from the implementation of well-designed, sufficient, and not politically interfered regulated”.

¹¹² Batlle C., Rodilla P. e Mastropiero P. (2021), *Markets for efficient decarbonization*, in IEEE power and energy magazine, January/ February, pp. 20-28, op. citata in Goldoni G., *Tutela: una fine a vantaggio di chi?* RivistaEnergia.it, dicembre 2023.

CAPITOLO 4

I LIMITI DELLE POLITICHE ENERGETICHE EUROPEE E NAZIONALI E I NUOVI ASSETTI DI GOVERNANCE DEI SISTEMI ENERGETICI

Ad integrazione e corollario degli argomenti trattati nei precedenti capitoli, questa parte del lavoro viene specificatamente dedicata a **riflessioni di natura politico-regolatoria circa i limiti delle passate politiche energetiche nei processi di liberalizzazione**, nonché alle lezioni che dovremmo trarre dalla crisi energetica e geopolitica del 2022, ancora non definitivamente superata. Particolari considerazioni vengono rivolte alle conseguenze delle scelte legate alla transizione energetica, all'adeguatezza delle politiche di regolazione, nonché al **ruolo fondamentale che i governi centrali e le imprese a controllo pubblico svolgono oggi nella governance dei settori energetici**.

1. Limiti delle passate politiche energetiche di fronte alla crisi

La duplice crisi energetica e geopolitica che ha attraversato l'intera Europa costituisce un'importante opportunità per riflettere sulle politiche energetiche europee e nazionali e sulla loro capacità, da un lato, di fornire adeguate risposte agli shock e, dall'altro, di perseguire le finalità di interesse generale cui dovrebbero tendere. Relativamente, in particolare, alla convenienza dell'energia per famiglie e imprese; all'impatto degli alti prezzi sulla competitività internazionale delle seconde; alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici; alla sostenibilità ambientale.

Le crisi, in sostanza, costituiscono un importante banco di prova delle nostre scelte, da cui bisognerebbe trarre lezioni per superarne eventuali limiti e per rivederle guardando al futuro, alla luce del perdurare delle tensioni geopolitiche internazionali e delle sempre maggiori difficoltà sociali ed economiche causate dall'alto costo dell'energia.

È opportuno farlo relativamente all'insieme dei soggetti che interagiscono nel sistema energetico: organismi politici centrali, autorità di regolazione, imprese a controllo pubblico o private, Commissione europea. Queste crisi hanno posto in evidenza **i limiti delle passate politiche energetiche**, riguardo in particolare **tre aspetti**.

- **La diversificazione degli approvvigionamenti** energetici alla luce della passata scelta di legarci in modo esasperato alle forniture di gas dalla Russia, pur sapendo delle nefaste conseguenze che ne sarebbero derivate. Vi è il rischio che una simile situazione possa replicarsi in futuro nei confronti delle fonti rinnovabili, quasi totalmente dominate dalla Cina sia nelle tecnologie che nella loro fabbricazione. Di tale rischio sembra non esservi sufficiente consapevolezza nelle autorità pubbliche europee.
- **Le politiche di liberalizzazione** e il ruolo centrale che hanno assegnato al mercato. Ne sono derivate scelte che hanno causato sovraccosti per famiglie e imprese, in un contesto di scarsa concorrenza specie nel segmento della vendita finale di elettricità e metano. **La preferenza**

del regolatore per le dinamiche di breve termine dei mercati, dimenticando la loro inevitabile ciclicità, si è dimostrata politica improvvida ed altamente costosa.

- **Vincitori e vinti nell’allocazione delle risorse**, ove ai pesanti costi addossati ai consumatori hanno corrisposto grandi profitti realizzati dalle imprese, specie nel comparto delle rinnovabili che hanno beneficiato di sussidi e costi decrescenti.

L’insieme di queste osservazioni solleva l’interrogativo su **chi prenda le decisioni strategiche in campo energetico nel nostro Paese** – tra governo centrale, regolatore, imprese pubbliche, organismi europei – in una visione sistemica e necessariamente di lungo periodo, riguardo alla coerenza delle azioni operative che ne seguono, su chi ne risponda concretamente.

Vale la pena evidenziare come tali decisioni per la loro maggior parte **non sono state precedute da nessun dibattito a livello pubblico o parlamentare**, specie riguardo le decisioni che si assumevano a livello europeo – bando delle auto endotermiche, obbligo di efficientare le abitazioni, possibile sostituzione delle caldaie per riscaldamento, sussidi alle rinnovabili – di cui la popolazione è venuta a conoscenza a cose fatte, pur dovendone sopportare i costi. Non può certo parlarsi di “democrazia energetica” nel nostro Paese e in Europa. Ne sono derivate negli scorsi anni in diversi Paesi europei – dalla Germania, alla Finlandia, alla Svezia, all’Olanda, alla Francia – **reazioni avverse con pesanti tensioni sociali** da parte delle categorie che ne sono state più colpite.

2. Le lezioni della crisi

Esponiamo di seguito **le lezioni** che dovremmo trarre dalla crisi energetica e geopolitica vissute negli scorsi anni e tutt’ora in atto.

Limiti nelle politiche di liberalizzazione. Le liberalizzazioni non sortiscono effetti positivi “a prescindere”, ma in relazione al contesto in cui si collocano i nostri mercati. L’esplosione dei prezzi del gas – riconducibile sia alla crisi energetica che agli eventi geopolitici – ha posto in tutta evidenza come il nostro mercato sia del tutto dipendente dagli eventi esterni che si avverano a livello internazionale, più che dalle decisioni interne quanto a design del mercato o alla regolazione. I prezzi, in sintesi, non dipendono da noi.

Ne sono derivati effetti nefasti per l’economia che avrebbero potuto essere più contenuti se si fossero adottate politiche non attente unicamente al breve termine. È questo, ad esempio, il caso dell’abbandono dei contratti di lungo termine sia nelle politiche di approvvigionamento da parte delle imprese (specie da Eni) che nei criteri di fissazione dei prezzi interni finali del metano, che sono stati inopinatamente ancorati da più di un decennio unicamente ai prezzi spot di carattere eminentemente finanziario e, ancor più importante, non tenendo in alcun conto dei “costi effettivi” come la legge indicava.

Da qui, un’altra importante lezione **sull’adeguatezza delle politiche di regolazione** che hanno adottato criteri di fissazione dei prezzi del gas (e per contagio dell’elettricità) che hanno esasperato – e non contenuto – il loro impatto sui bilanci delle famiglie e delle imprese. Che di tutto questo non si sia sufficientemente dibattuto dà conto del distacco rispetto agli interessi generali del Paese. La

regolazione, in sostanza, rende poco conto delle proprie decisioni (*accountability and transparency*) e di chi ne risulti avvantaggiato o danneggiato.

Il regolatore ha assunto decisioni molto opinabili e nel tempo tra loro contraddittorie. Non tenendo conto, ad esempio, come avrebbe dovuto fare, dei “costi effettivi” del gas importato in Italia, desumibili dai dati doganali dell’ISTAT, durante la crisi di molto inferiori a quelli espressi dalle piattaforme negoziali soggetti a maggior volatilità. Un dato che evidentemente è sfuggito sia al regolatore che alle strutture ministeriali, che hanno supportato l’intervento calmieratore dei prezzi adottato dai governi per un ammontare prossimo ai 100 miliardi di euro.

Riguardo la regolazione, bisognerebbe superare la confusione di ruoli che si è andata creando nel tempo tra governo, parlamento, ministeri e authority, riportandone l’intero assetto e governance nell’alveo della loro legge istitutiva del 1995. Negli anni si è infatti consolidata una posizione avversa della politica verso “l’invasione” della regolazione col continuo tentativo di riappropriarsi di funzioni che le erano state sottratte. Una posizione che rispondeva peraltro all’azione suppletiva della regolazione a decisioni che la politica avrebbe dovuto adottare.

Una terza lezione attiene **al ruolo fondamentale che i governi centrali**, compreso il nostro, hanno assunto nella gestione della crisi, col mercato che è andato parallelamente e progressivamente restringendosi. I governi sono intervenuti in materia di prezzi, adottando costose politiche di loro contenimento; nella ricerca di paesi fornitori del gas che potessero sostituire quello russo; nella decisione su dove e come orientare gli investimenti e chi dovesse realizzarli (in genere imprese pubbliche) come nel caso dei rigassificatori; nel riempimento degli stoccaggi di metano.

Larga parte delle decisioni governative in reazione alla crisi hanno fatto leva, altra lezione, sul **ruolo determinante delle imprese a controllo pubblico** specie di Eni e Snam, mentre le imprese private hanno avuto un ruolo del tutto marginale. Si è in sostanza ri-evidenziata l’importanza strategica delle imprese pubbliche che le ideologie liberiste avevano teso a sminuire. Quel che solleva un duplice interrogativo: da un lato, sulle modalità del raccordo tra istanze politiche e decisioni aziendali di queste imprese e, dall’altro, sui criteri di nomina delle persone deputate a guidarle a livello di vertice o consigli di amministrazione.

Il controllo del governo delle imprese pubbliche non può limitarsi ad una valutazione eminentemente finanziaria, ossia l’eventuale incasso dei dividendi, ma dovrebbe comportare scelte strategiche per il Paese, pur nel rispetto dell’autonomia gestionale di imprese quotate, al di là dello strumento del golden power.

La questione, in sostanza, guardando alle passate esperienze storiche, specie nel campo del gas naturale, attiene alle **modalità attraverso cui gli interessi generali di lungo periodo del Paese individuati dal governo vengono veicolati ai bracci operativi delle imprese a controllo pubblico**.

Una questione non ultima attiene alla **base conoscitiva** su cui la politica, centrale o meno, adotta le sue decisioni in materia di energia alla luce, da un lato, della fattibilità di quel che si propone (o propone l’Unione Europea) e, dall’altro lato, degli **effetti che ne potrebbero derivare** sulle quantità di energia consumate, sui processi inflazionistici, sulla produttività dei fattori, sulla redistribuzione del reddito, sulle finanze pubbliche. In sintesi: sul quadro macroeconomico.

La transizione energetica – letteralmente: il passaggio dal dominio fossile a quello rinnovabile – è stata perlopiù analizzata nelle sue valenze energetiche e tecnologiche, nelle modalità con cui realizzarla, nella dinamica dei suoi costi relativamente alle diverse tecnologie con cui la si intendeva realizzare. **Poco o nulla sulle sue conseguenze macroeconomiche**, forse per il timore che sapendone i costi i consumatori avrebbero sollevato le barricate.

La domanda da porsi è quindi come possano configurarsi queste conseguenze, nell'ipotesi che l'Europa riesca a collocarsi sulla traiettoria necessaria a contenere il surriscaldamento del Pianeta entro la soglia di 1,5°C come raccomandato dall'IPCC. Tra le diverse esigenze poste dalla transizione, quella degli investimenti supplementari che si richiedono come necessari è sicuramente tra le più rilevanti.

Investimenti per la produzione e stoccaggio delle rinnovabili; la costruzione e rafforzamento delle reti elettriche per interfacciarsi alle rinnovabili; la decarbonizzazione delle industrie e dei trasporti; il rinnovo degli edifici e via andare con stime che variano tra l'1,2% del PIL sino al 5% ogni anno per una durata di 30 anni.

Un ulteriore ordine di problemi posti dalla transizione energetica, al di là dell'ammontare dei necessari investimenti, è **l'impatto sui prezzi dell'energia** nella transizione dalle fossili alle rinnovabili (ivi comprendendovi tutti i costi associati alla loro discontinuità). La riduzione dell'importazione di fonti fossili significa di fatto un aumento del reddito reale – produco all'interno quel che prima importavo – dipendendo però dal contenuto di importazioni insito nella produzione interna di rinnovabili.

La spesa europea per le importazioni di manufatti del fotovoltaico è quadruplicata in un quinquennio passando da 5,5 miliardi di euro nel 2018 ad oltre 20 miliardi di euro nel 2022, mentre più contenuto è stato l'impatto relativamente all'eolico (almeno sino ad ora). All'effetto positivo sulla sicurezza energetica delle minori importazioni di fonti fossili si è quindi contrapposto un effetto negativo d'ordine economico ed anche sulla sicurezza (per l'accresciuta dipendenza dalla Cina) per le maggiori importazioni di rinnovabili, con un saldo netto non facile da misurarsi.

Altro aspetto rilevante legato alla transizione energetica è quello dei costi e quindi **dell'impatto sulla competitività della nostra economia**. Come rilevato nei precedenti capitoli, la transizione alle rinnovabili comporta un aumento sensibile dei costi-prezzi dell'energia in ragione dell'intermittenza della loro produzione (il solare produce per il 15% del tempo, l'eolico onshore per il 30%, quello offshore sino al 50%). È necessario quindi sovradimensionare la capacità di produzione rispetto alla domanda per produrre quando possibile o realizzare impianti (generalmente a gas) che fungano da backup.

Diversamente dalle passate transizioni, quella ecologica – che relativamente all'Europa dovrebbe entro il 2030 raddoppiare il tasso di riduzione delle emissioni rispetto al decennio passato per conseguire un calo del 55% delle emissioni entro il 2030 (sul 1990) – **deriverà dalle politiche pubbliche più che dalle ragioni di convenienza espresse dai mercati e dal mutare delle preferenze dei consumatori**.

Ciò rimanda al **ruolo e alle politiche adottate dalla Commissione europea** in merito alla loro capacità, prima, di prevedere e prevenire quanto sarebbe accaduto, quindi, di porvi adeguato

rimedio. È fuori discussione che, al di là di un'apparente sintonia tra Stati europei, ciascun paese si muova sovente per conto proprio, senza un sufficiente coordinamento da parte della Commissione delle politiche nazionali.

In conclusione

Dalle considerazioni sin qua svolte derivano **raccomandazioni di policy** di cui sarebbe necessario tener conto.

- La politica energetica dovrebbe, in primo luogo, fissare **un'agenda di priorità** cui subordinare le specifiche azioni operative. Quel che comporta delle **scelte**, con relativi trade-off, non essendo possibile conseguire contemporaneamente e pienamente tutte le potenziali finalità di interesse generale.
- Per attenuare le opposizioni locali alle scelte operative è necessario che le **popolazioni siano coinvolte nel processo decisionale** o siano **almeno informate sulle ragioni da cui originano**.
- La crisi energetica e geopolitica ha posto in chiara evidenza come la nostra sovranità sia funzione della dipendenza dai paesi da cui importiamo l'energia e come la necessità di ridurre i consumi, o la possibilità di aumentare la produzione interna, si tratti di rinnovabili o idrocarburi, possano rafforzarla.
- Tra le **priorità** che l'autorità pubblica si trova a dover gestire vi sono senza dubbio: (i) la definizione dei criteri per la **rimodulazione delle concessioni nelle reti elettriche** di distribuzione, investite del compito cruciale di creare le condizioni per l'evoluzione del sistema elettrico verso una sempre più ampia generazione distribuita ed una crescente elettrificazione dei consumi, quel che comporta un rilevante aumento degli investimenti con riflessi sulle tariffe; (ii) una **soluzione alla questione delle concessioni idroelettriche**, costruendo anche per questo comparto un contesto di regole che favorisca l'effettuazione dei necessari investimenti, salvaguardi l'occupazione ed individui le soluzioni più opportune in tema di valorizzazione dell'energia prodotta a vantaggio di tutte le categorie di consumatori; (iii) l'assunzione di una **linea politica chiara sull'ipotesi nucleare**, fondata, oltre che sull'accettazione sociale, su analisi approfondite riguardo tempi, utilità, sostenibilità economica e necessità regolatorie di questa filiera energetica.
- Mai come ora vale l'affermazione di Luigi Einaudi **"conoscere per deliberare"**. Che il nostro Paese (ma l'affermazione può valere anche per l'Europa) non predisponga idonei strumenti e adeguate basi informative nel deliberare le politiche climatiche ed energetiche, avendo piena consapevolezza dei loro possibili effetti, non sarebbe un buon viatico per conseguire gli esiti desiderati.

