

RETI ELETTRICHE, MERCATI, GOVERNANCE

Riflessioni sui processi di transizione e sviluppo energetico in Italia

XX Congresso FLAEI CISL - Tavola Rotonda

Assisi, 21 maggio 2025



Contenuti e obiettivi dello studio RIE

Analisi economico-regolatoria su **principali criticità** del sistema elettrico nel percorso di transizione e nei processi di liberalizzazione. Obiettivo: costituire base per proposte di policy

ARGOMENTI

1. Centralità delle reti elettriche di distribuzione per la decarbonizzazione: stato del settore, investimenti, nuovo contesto normativo per le concessioni
2. Alternative per il futuro mix di tecnologie nella generazione elettrica nazionale: a) crescita FRNP; b) ruolo centrali a gas; c) riflessioni su opzione nucleare; d) valenze idroelettrica e problema concessioni
3. Considerazioni sul segmento della vendita finale, lato operatori e lato consumatori

Reti elettriche nodali per la transizione

Crescente vulnerabilità dei sistemi elettrici

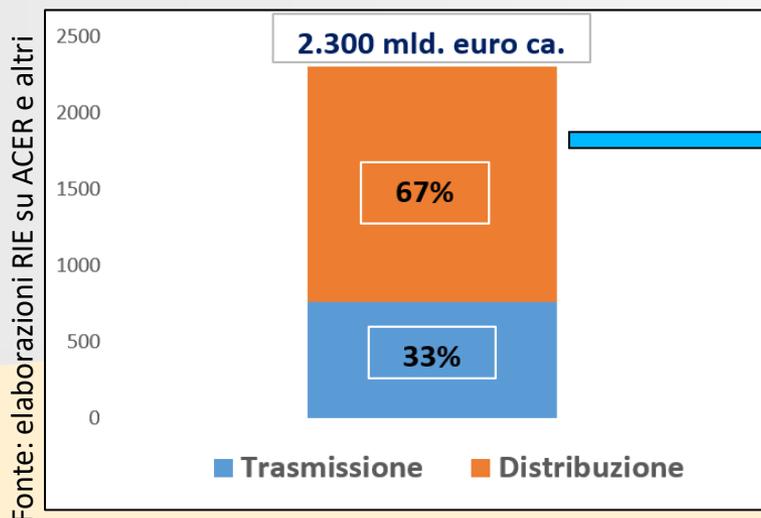
- A fronte di domanda attesa crescere e qualitativamente più esigente, si contrappone **offerta incerta e fragile**
- **Mancata programmazione armonica** sistema elettrico
- Interventi insufficienti → reti distribuzione **collo di bottiglia della transizione e problemi sicurezza**

Driver nuovi investimenti

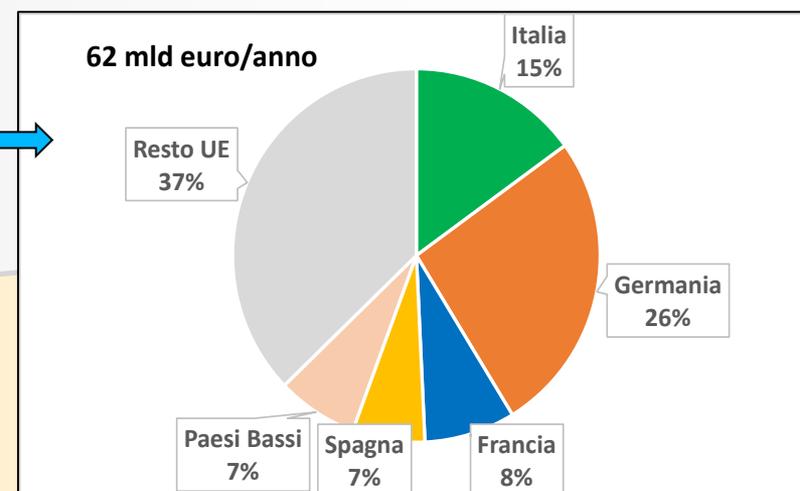
- Aumento *hosting capacity* FRNP
- Elettrificazione consumi, data center
- Modernizzazione reti: **40% reti UE > 40 anni**
- Miglioramento resilienza reti; automazione

Entro 2050, UE avrà bisogno di investimenti su reti elettriche (Trasm. + Distr.) per **oltre 2.000 mld €**, di cui **67% attribuibili a impianti distribuzione**

Stime investimenti sulle reti elettriche UE entro 2050

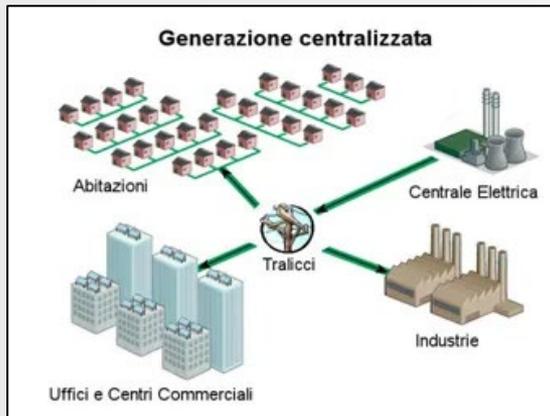


Stima investimenti medi annui su reti distribuzione UE

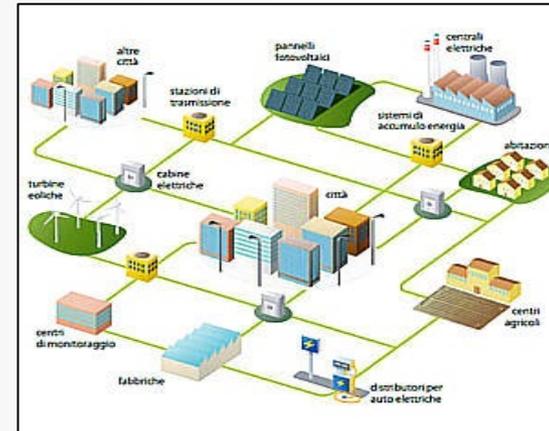


Reti di distribuzione e *hosting capacity*

2000: 3 mila punti di generazione per lo più su rete Trasmissione



2025: 2 milioni ca. di punti di generazione sulle reti distribuzione



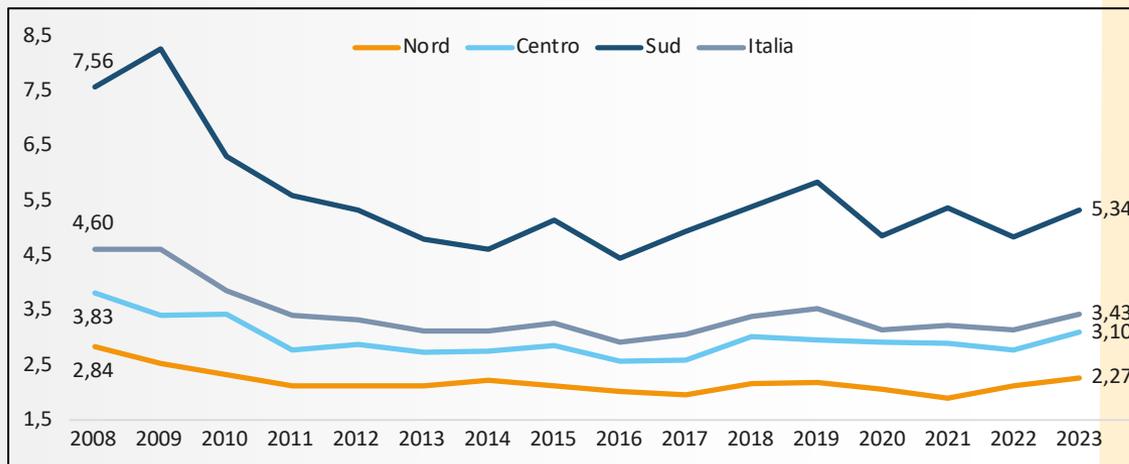
- **Fine 2024:** 54,5 GW richieste connessione su reti distribuzione, 97% per impianti PV
- Maggior parte in regioni che coprono meno di $\frac{1}{4}$ della domanda
- **Crescente necessità di accumuli**
- In alcune aree **condizioni di saturazione reti**

- **Azioni Distributori:** facilitatori servizi ancillari alla sicurezza; cresce coordinamento con Terna
- Ma il sistema finora ha retto per la **capacità flessibile fornita dalle centrali a gas e idroelettriche**

Esigenze di ammodernamento

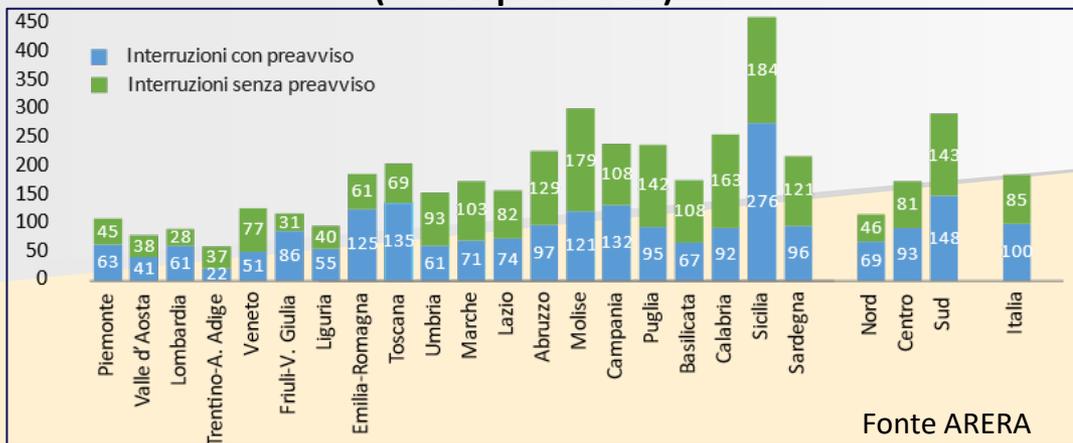
N° medio annuo interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in BT responsabilità imprese distributrici

**Indicatori qualità del servizio distribuzione:
pochi miglioramenti negli ultimi anni**



Fonte ARERA

**Durata interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in BT (2023)
(minuti per cliente)**



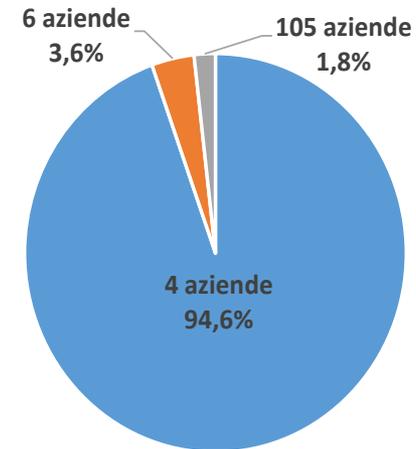
Fonte ARERA

Persistono notevoli disparità tra il Sud e il resto del Paese, sia sulla rete BT che MT

Distributori e contributo della rete

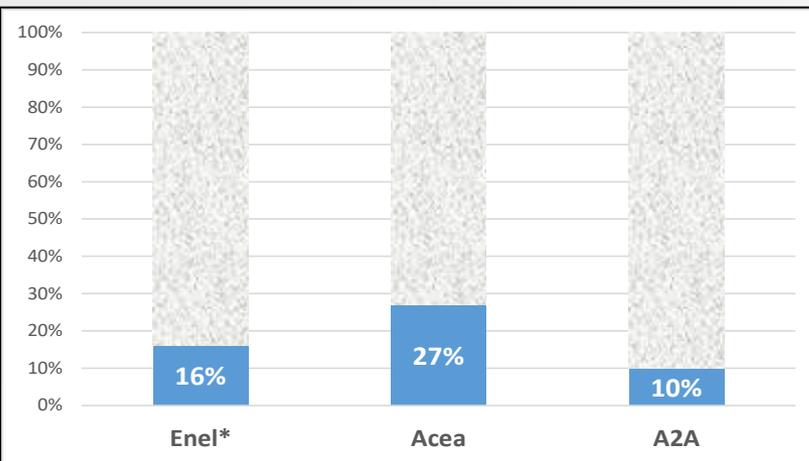
- Presenti sul territorio **115 imprese distributrici**
- **4 imprese servono il 95%** dei PoD: e-distribuzione (85%), Areti (4,5%), Unareti (3,1%), Ireti (1,9%)
- 105 hanno meno di 25 mila utenti
- ARERA: promozione **aggregazioni piccole imprese**, per ottenere efficienze di scala e benefici sistemici

Quote di mercato (% punti di prelievo serviti)



Fonte elaborazioni RIE su dati ARERA

Contributo % della rete all'Ebitda dei Gruppi societari



*solo rete distribuzione italiana

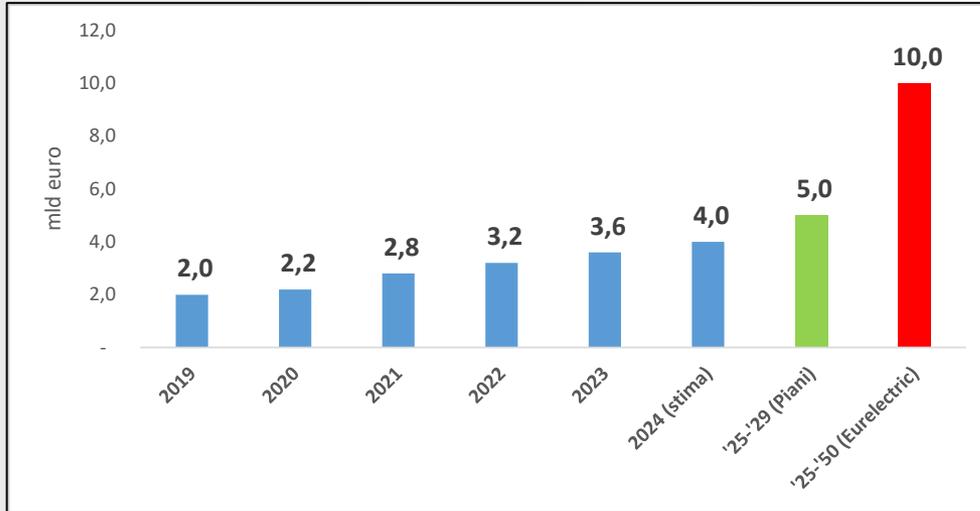
Fonte elaborazioni RIE su bilanci aziendali

La rete di distribuzione fornisce **importante contributo a Ebitda** per i Gruppi societari che la detengono

Soprattutto, in quanto attività regolata, costituisce **fattore strategico di gestione del rischio e di equilibrio economico-finanziario** dei Gruppi

Gli investimenti effettuati e quelli necessari

Investimenti storici, pianificati e stimati per la rete di distribuzione nazionale (mld €/a)

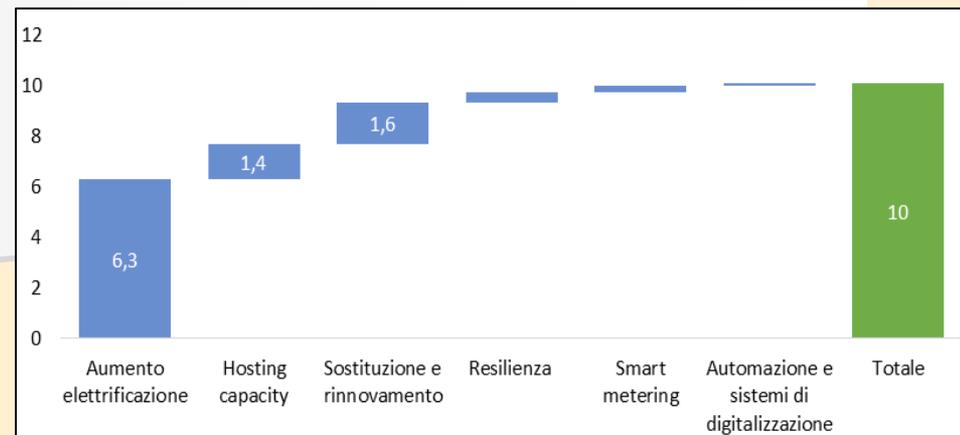


- Investimenti **raddoppiati in 5 anni**: da 2 mld € nel 2019 a 4 mld € ca. nel 2024
- Contributo PNRR 4,1 mld euro
- Piani strategici e quinquennali: stimabili ca. **5 mld €/a per i prossimi 5 anni**
- Nel lungo termine (2050) necessità crescenti: stime calcolano **10 mld €/a**

Fonte: elaborazioni RIE su bilanci e Piani aziende, Eurelectric per previsione

Nel LT, 60% investimenti diretto a potenziare rete per elettrificazione, ma quote importanti a crescita hosting capacity (15%) e a sostituzione/rinnovamento asset (18%)

Destinazione investimenti nel lungo termine (mld €/a)



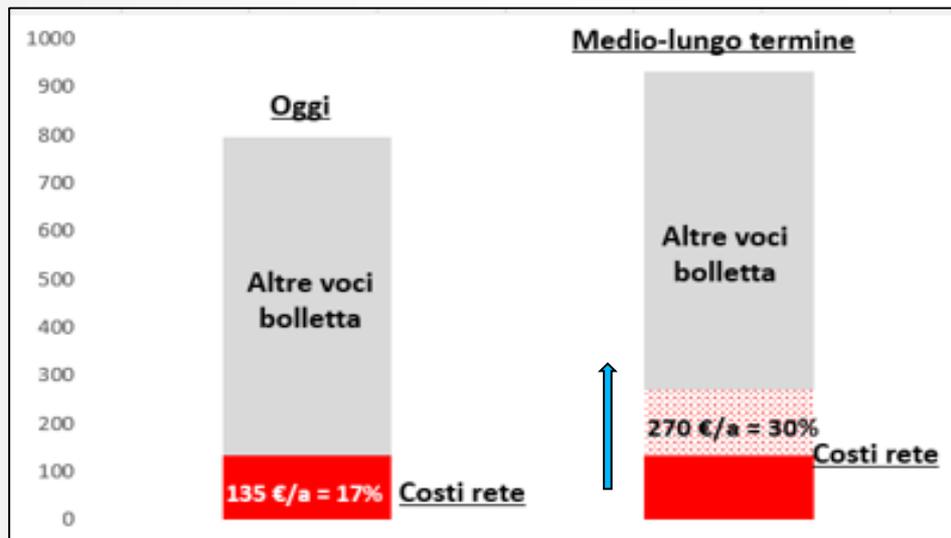
Fonte: Eurelectric

Investimenti necessari/costi per i consumatori

Pianificazione aziende: 25 mld € ca. nei prossimi 5 anni

Valore quasi pari a RAB tariffaria attuale (25-30 mld €)

Costi della rete per un consumatore domestico (€/a)



Fonte: elaborazioni e stime RIE

- Oggi, per consumatore domestico, costo servizi rete (tras.+distr.) = **135 €/anno**
- Nel LT i costi potrebbero **raddoppiare** (solo forte aumento della domanda può attenuare l'incidenza)

- Infatti, se nel LT il capitale investito corrente diminuirà con ammortamento e sostituzioni, **l'enorme mole dei nuovi investimenti più che compenserà tale riduzione**
- Fondamentale **contenere costi**: regolazione improntata a **criteri di efficienza e selettività** investimenti, come già sta facendo ARERA (principi output-based)

Il nuovo assetto delle concessioni (Legge bilancio 2025)

Aspetti positivi	Aspetti critici aperti
<ul style="list-style-type: none"> • Evitato frazionamento gestione rete sul territorio, e rischi per investimenti, occupazione, efficienza • La frammentazione dei sistemi ne rende più complessa la gestione, aumentandone i costi • La «concorrenza per il mercato» con gare su asset regolati non necessariamente porta benefici ai consumatori • Evitato rischio di generare procedure lunghissime e interminabili contenziosi (vd. gare gas), con impatti negativi su indifferibili investimenti 	<ul style="list-style-type: none"> • DM definirà modalità valutazione e approvazione piani investimento: aspetto complesso e propedeutico a rimodulazione durata concessioni • Non sono definiti: orizzonte temporale piani e dimensione soggetti obbligati • Armonizzazione differenti atti di programmazione per evitare sovrapposizioni e «<i>valorizzazioni plurime</i>». • Determinazione oneri concessori e beneficiari • Contenimento costi per i consumatori, chiarendo anche modalità di trattamento del canone in relazione alla regolazione tariffaria

Proroga concessioni dovrà essere **valorizzata a favore del sistema:**

- **costante monitoraggio** dell'AP concedente su attività gestore, per attuazione e efficacia degli interventi pianificati rispetto a obiettivi legge bilancio
- **nuovi inserimenti di personale**, per gli aumentati compiti dei Distributori, frenando emorragia di professionalità interna dovuta a esternalizzazione di attività

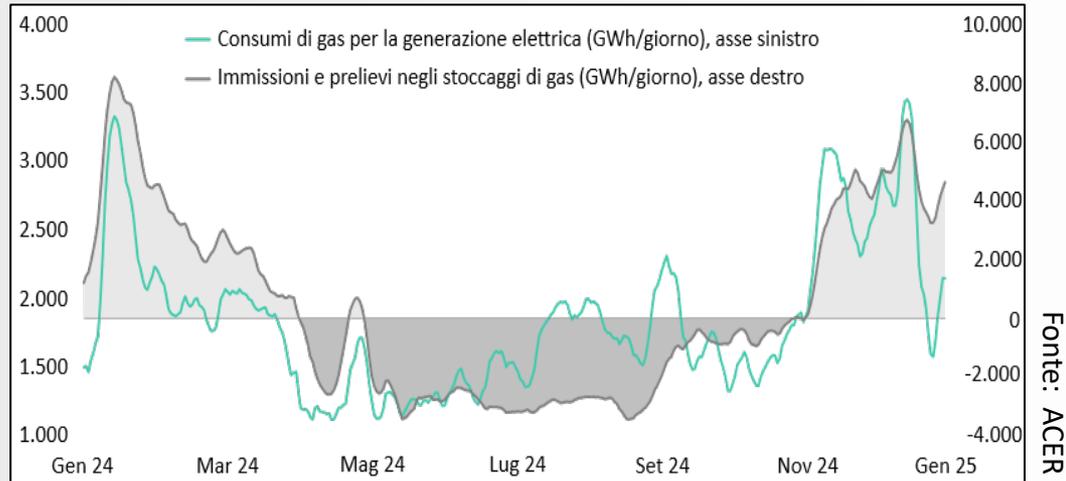
Il futuro mix di generazione

- In sostanza, sono riducibili a **3 le alternative** per il possibile futuro mix di generazione nazionale:
 - **100% Rinnovabili + accumuli;**
 - **Rinnovabili + Nucleare + Gas con CCS** (scenario PNIEC);
 - **Rinnovabili + Gas** (con e senza CCS) come strumento di flessibilità e sicurezza per il sistema.
- Tutte e tre comportano criticità economiche e/o ambientali
- Oggi, la terza opzione sembra ancora la più «facilmente» realizzabile

Ruolo gas per flessibilità e sicurezza del sistema

- **Relazione gas-elettricità sta evolvendo**, su scala nazionale ed europea.
- Centrali gas svolgono **ruolo sempre più cruciale nella stabilizzazione del sistema elettrico, fornendo flessibilità** quando produzione FRNP diminuisce
- Ciò è evidente nelle **stasi di vento**. Gli **stoccaggi gas UE** aiutano a gestire le oscillazioni e **forniscono cuscinetto contro rischi di approvvigionamento**.

Correlazione tra consumi di gas per generazione elettrica e prelievi dagli stoccaggi UE

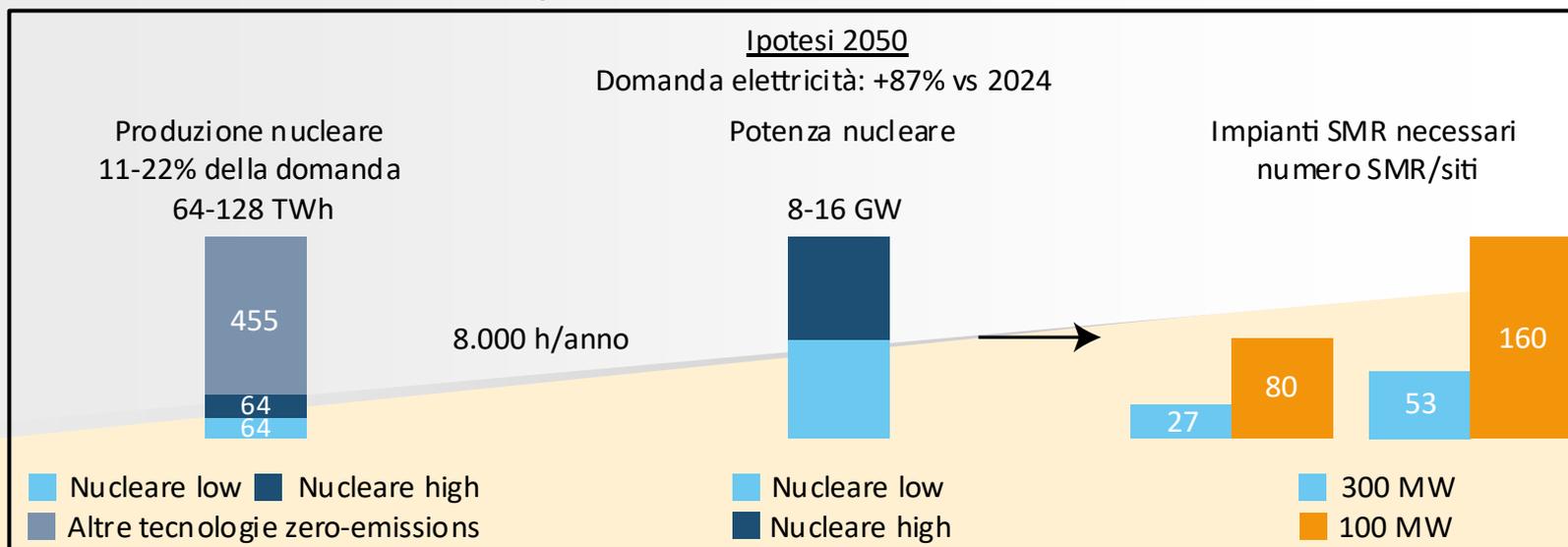


- Le centrali gas **contribuiscono al margine di adeguatezza** del sistema
- **Terna: contributo FRNP alla stabilità del sistema è limitato**. Con soli segnali di prezzo mercati spot e in assenza di contrattualizzazione a termine della capacità, l'Italia rischierebbe **instabilità energetica**
- **Graduale rinuncia a funzione del gas** richiederebbe maggiori accumuli, al momento ancora molto costosi, nonché maggior adeguamento delle reti

Riflessioni sull'opzione nucleare

- Ottica neutralità tecnologica: produzione elettronucleare - SMR e tecnologie avanzate - deve essere **presa in considerazione nel contrasto ai cambiamenti climatici**.
- Per le conseguenze dell'opzione, occorre che qualsiasi decisione – parallelamente a sensibilizzazione sociale – si basi su **verifiche approfondite**:
 - **competitività e sostenibilità dei costi**
 - **utilità della tecnologia nel quadro delle necessità del futuro sistema elettrico nazionale**
 - **modalità per attrarre e sostenere gli investimenti (quadro regolatorio)**
 - **Individuazione e *permitting* dei siti**

2050: N° impianti SMR necessari in relazione a scenari PNIEC



Pro e Contro dell'opzione

PRO

- Favorirebbe raggiungimento obiettivi decarbonizzazione
- Coprirebbe quota del previsto aumento esponenziale della domanda elettrica nel LT
- SMR (modulari e prefabbricabili) riducono, investimento iniziale, tempi costruzione, uso di suolo
- Limitata dipendenza da materie prime critiche
- Può costituire un mercato potenziale per la filiera industriale italiana.

CONTRO

- SMR non raggiungeranno fase commerciale prima del prossimo decennio.
- Ancora incerti i costi (basati su ipotesi non su esperienza gestionale)
- Non risponderebbero a esigenze di flessibilità del sistema elettrico italiano.
- Incerta accettabilità sociale
- Possibili problemi individuazione dei numerosi siti
- Tempi lunghi di realizzazione della filiera
- Problema gestione dei residui radioattivi

Le prospettive del nucleare sembrano, anche nei paesi ad economia di mercato, **in mano al decisore pubblico**. Necessario intervento statale per sostenere/garantire gli investimenti

E investimenti che si proiettano nel lunghissimo termine devono poter contare su **un'azione politica chiara e stabile**

Idroelettrico e concessioni

- **Principale tecnologia di accumulo**
- **Valore strategico-economico** ben superiore alla mera quantità e quota nella struttura dell'offerta elettrica
- Della sua importanza strategica **non vi è stata finora sufficiente contezza da parte del legislatore**

Uscire da impasse, tenendo conto:

- ✓ **assenza di quadro omogeneo e reciprocità tra Paesi UE**
- ✓ **mancata omogeneità normative regionali**
- ✓ **non dimostrabili gli ipotetici benefici** che un'asimmetrica «liberalizzazione» potrebbe apportare ai consumatori
- ✓ **stabilità connotato strutturale dell'economicità del comparto**
- ✓ Italia dispone di **eccellenze conoscitive, manifatturiere, gestionali**, che gare potrebbero mettere a repentaglio
- ✓ *Copasir*: **ricentralizzazione ed omogenizzazione disciplina**, attraverso **proroga condizionata** concessioni

Una «soluzione amministrata»

dovrebbe:

- **Costruire quadro regole per garantire investimenti, con benefici a territori e sistema:** ammodernamento e efficientamento impianti (età media >70 anni); maggior utilizzo pompaggi
- Se, «**sottrazione concessioni al mercato**» = ricavi regolati/prezzi concordati ➡ eventuali vantaggi da estendere a più categorie di consumatori

Quale spazio resta al mercato?

- Aste, Cfd e PPA con garanzie statali per il sostegno delle FER
- Meccanismi di capacity market ritenuti dal TSO necessari perché segnali di prezzo dai mercati spot non garantiscono margini di adeguatezza sufficienti
- Ipotesi di modelli a ricavi regolati (come per le reti) per il futuro nucleare, ma proposti anche per produzione idroelettrica («prezzi concordati»)

Sembrano evidenziare **come i mercati liberalizzati fondati sui prezzi spot mostrino crescenti lacune** rispetto agli obiettivi di politica energetica, costringendo la regolazione a intervenire riducendone gradualmente gli spazi.

Segmento vendita finale – numerosità operatori

	N. operatori attivi	Quote mercato	
		Primi 20 Operatori	ca. 680 operatori
ELETTRICITA'	700 ca.	87%	13%
		Primi 26 operatori	ca. 455 operatori
GAS	480 ca.	84%	15%

Fonte: elaborazioni RIE su dati ARERA

- Catena di vendita **dimensionalmente sproporzionata**
- Proliferazione venditori finali (delle più varie dimensioni e origini) fa sorgere **dubbi su reale efficienza del sistema**
- Implicando che vendita al dettaglio comporti margini da permettere l'operatività di un numero elevato di soggetti
- **Non è la numerosità delle imprese che di per sé rende i mercati concorrenziali** (Sylos Labini)
- Non porta benefici economici ai consumatori e ne **indebolisce il potere di scelta, anziché accrescerlo** (oltre 3.500 offerte per e.e. e altrettante per il gas)

Segmento vendita finale – liberi di scegliere?

ASTE STG: concorrenza tra operatori **indotta, non nata spontaneamente sul mercato** (8 milioni consumatori non erano transitati al libero)

- **Prezzi pagati sul libero mediamente superiori a tutela.**
- **Per consumatore non facile individuare le poche offerte più convenienti, per disomogeneità e difficile comparabilità**



- Passaggio tutela/libero spesso **inconsapevole e senza effettiva comprensione offerte; scelte sovente non convenienti**
- Difficoltà **ampliate da comportamento commerciale non corretto** di alcuni operatori
- **Obiettivo primario** di un mercato energetico liberalizzato è **favorire i consumatori**, cosa finora non avvenuta

Concorrenza effettiva importante per il consumatore, ma **il mercato non deve essere dogma indiscutibile.**
“Non è tuttora chiaro quali benefici aggiuntivi possa comportare la liberalizzazione del mercato al dettaglio rispetto a quelli derivanti dall’attuazione di una regolazione ben concepita, efficiente e priva di interferenze esterne”

Grazie per l'attenzione!

Gian Paolo Repetto
gianpaolo.repetto@rie.it