luglio/agosto 2024
numero 4 - volume 101

L'Energia Elettrica

Poste Italiane Spa - Spedizione in Abbonamento Postale - Decreto Legge 353/2003 (convertito in Legge 27/02/2004 N. 46) Articolo 1, comma 1, DCB Milano - ISSN 0013 -7308

AEIT - Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni

100 ANNI DI CULTURA

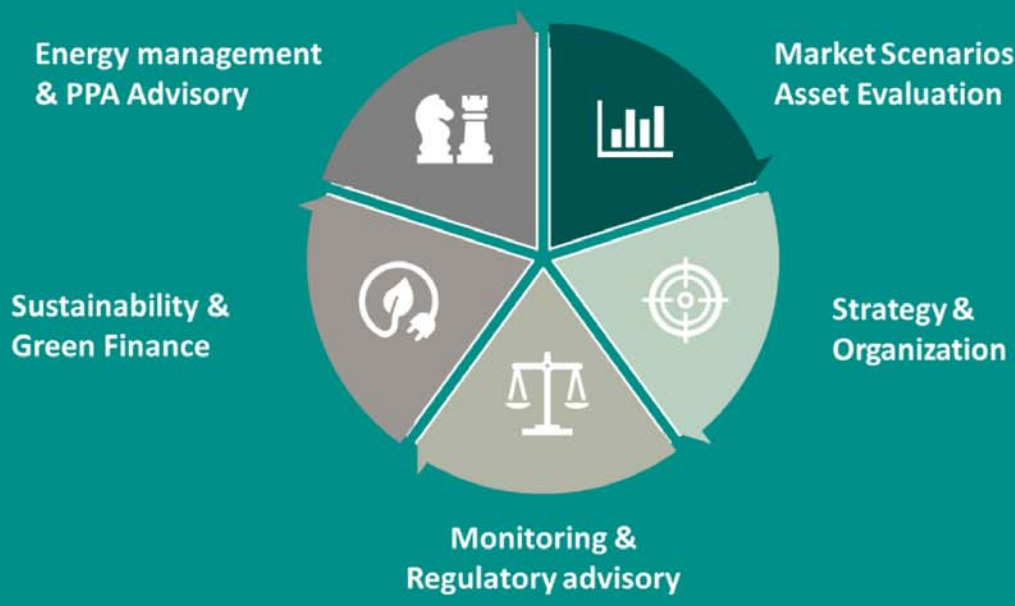
Dalla costruzione del Sistema elettrico italiano... all'attuale Transizione Energetica

AEIT 1897

La **practice Energy di MBS Consulting**, con sede a **Milano**, nasce dall'acquisizione di **REF-E**, società di ricerca e consulenza specializzata nel settore dell'energia e delle utilities, da parte di **MBS Consulting**, primo gruppo di **Solution Consulting** completamente italiano.

Dal 2019 MBS fa parte del Gruppo Cerved.

Da 20+ anni supportiamo le aziende in ogni fase della filiera energetica



***500+ progetti gestiti negli ultimi 5 anni**, affiancando **200+ clienti** appartenenti a diversi settori:*
Utilities, PA, Oil & Gas, Rinnovabili/EV/Stoccaggio, Bancario/Asset Management e Industriale

Scopri di più su di noi visitando i **nostri siti**:

https://mbsconsulting.ref-e.com/; https://www.mbsconsulting.com/

HITACHI
Inspire the Next

Power Quality su misura

Il portafoglio di sistemi di rifasamento e filtraggio flessibili, compatti ed efficienti di Hitachi Energy migliora la qualità dell'energia, qualunque sia l'applicazione. Dagli aeroporti alle fabbriche, dall'e-mobility ai data center: assicura le migliori prestazioni al tuo impianto.

Inquadra il QR code e scopri di più sulle soluzioni Power Quality di Hitachi Energy

Hitachi Energy

in questo numero

Proprietaria ed Editrice © Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni - AEIT

Direttore Resp. Roberto Caldon - *AEIT*

Comitato di Redazione
M. Benini - *RSE*
E.M. Carlini - *TERNA*
L. Cavalletto - *Unareti*
B. Cova - *CESI*
R. Lama - *ENEL*
M. Longo - *Politecnico di Milano*
F. Luiso - *ARERA*
M. Mangoni - *Prysmian*
V. Montori - *ENEL Italia*
G. Noviello - *EF Solare Italia*
A. Persico - *Hitachi Energy*
M. Rebolini - *CIGRE*
E. Roggero - *Gruppo IREN*
E. Rondella - *Edison*
F. Zanellini - *ANIE*

Redazione AEIT
Giovanni Gardan
energiaelettrica.redazione@aeit.it

Progetto Grafico Copertina Impaginazione Antonella Dodi

Direzione Amministrazione AEIT Ufficio Centrale
Via Mauro Macchi, 32
20124 Milano
Tel. 02/87389967
Telefax 02/66989023

Abbonamenti Pubblicità Tel. 02/87389967
Fax 02/66989023
E-mail: chiusi@aeit.it

Sito internet **http://www.aeit.it**

Stampa Fotoservice Distribuzione Arti Grafiche Murelli SNC
Via Campania, 42
Fizzonasco di Pieve Emanuele MI

NUMERO 4 - LUGLIO/AGOSTO 2024

articoli

- EDITORIALE : Il Centenario de L'Energia Elettrica — 3
  R. Caldon
- Green new deal, come realizzarlo concretamente? — 5
  G. Marini
- Infrastrutture e tecnologie digitali: volano di accelerazione della transizione energetica — 13
  G. di Foggia
- Un milione di chilometri di intelligenza al servizio di un mondo full-electric — 21
  G.V. Armani
- Sistemi di monitoraggio delle reti elettriche: un "accessorio" indispensabile per i cavi del futuro — 29
  R. Candela
- Flessibilità: raccomandazioni per le reti elettriche a prova di futuro — 35
  F. Villa
- L'energia idroelettrica: passato, presente e futuro — 39
  D. Bellini, G. Palma, M. Terzi, G. Tiburzio, A. Pompa
- Il ruolo centrale del fotovoltaico per la transizione energetica: infrastrutture, mercato, capitale umano — 47
  A. Ghiselli
- Le prospettive del mercato elettrico italiano — 53
  V. Canazza, S. Soci, A. Georgieva, A. Besuschio, E. Vecil
- Il Contributo del CN Italiano del Cigre al futuro della rivista L'Energia Elettrica — 57
  M. Rebolini

I diritti di riproduzione anche parziale sono riservati

Gli scritti dei singoli autori non impegnano la Redazione; sia quelli degli autori sia quelli della Redazione non impegnano l'AEIT. I manoscritti non si restituiscono.

Registrazione Tribunale di Milano del 24 luglio 1948 N. 275. Iscrizione R.O.C. N. 5977 - 10 dicembre 2001. Poste Italiane SpA - Spedizione in abbonamento postale - D.L. 353/2003 (conv. In L. 27/02/2004 N. 46) Art.1, comma 1, DCB Milano.

Associato all'USPI Unione Stampa Periodica Italiana

Roberto Caldon

Il Centenario de *L'Energia Elettrica*

La rivista L'Energia Elettrica nasce nell'ottobre 1924, per iniziativa dall'Associazione Nazionale Industrie Elettriche (ANIEL)[1]. Le motivazioni della creazione di questo periodico si possono trovare nella presentazione che ne fece, allora, il presidente dell'Associazione, Ing. Giacinto Motta: "*… per contribuire, con il dibattito sereno, alla risoluzione dei problemi elettrotecnici che interessano, con lo sviluppo delle industrie elettriche, la vita della Nazione. In particolare, la rivista si lusinga di poter mettere in rilievo l'opera indubbiamente meritoria, ma forse troppo silenziosa, dei tecnici addetti alle industrie elettriche italiane, ai quali rivolge il più caldo invito a far conoscere il frutto certamente copioso della loro grande esperienza in tutti i rami della loro quotidiana attività. Inoltre, ambisce a diventare ampia e libera palestra per tutti gli studiosi d'Italia che nel campo tecnico-scientifico ma anche nel campo economico si sono occupati di elettricità*".

Scorrendo gli indici generali si può constatare come nei primi 15-20 anni, gli autori sono in buona parte tecnici progettisti impegnati nella costruzione dell'industria elettrica italiana. Gli articoli, frutto di profonde esperienze, affrontano le problematiche di un efficace sfruttamento della risorsa idroelettrica, analizzano i particolari delle costruzioni e del funzionamento di apparecchiature e macchinario, descrivono l'esecuzione e l'esercizio degli impianti.

La rivista riporta puntualmente gli Atti ufficiali e le comunicazioni dell'Associazione, in particolare riserva uno spazio all'Attività della Sezione Tecnologica con le relazioni delle proprie commissioni di studio su molteplici argomenti: dalla terminologia degli impianti elettrici, alle rilevazioni statistiche, alle questioni normative. Una rubrica sempre presente riguarda poi i resoconti di Congressi, Convegni e le Giornate di studio nel settore elettrico.

In questo periodo, non mancano tuttavia anche articoli pubblicati da ricercatori e docenti universitari di grandissimo livello, che presentano lavori di indagini teoriche e sperimentali. Si tratta di personaggi che, visti con gli occhi del presente, possono senz'altro essere identificati come caposaldi nella storia italiana della scienza e della tecnologia di allora. Un nome su tutti ha catturato l'attenzione di chi scrive, il fisico Enrico Fermi che presenta più di un articolo: nel 1927 un lavoro sull'interpretazione degli effetti elettrici e magneto-ottici (in occasione della celebrazione del centenario della morte di A. Volta); nel 1930 un lavoro di divulgazione sui fondamenti sperimentali della nuova meccanica atomica, e nello stesso anno un lavoro su atomi e stelle; nel 1937 (l'anno che precede quello del ricevimento del premio Nobel per la fisica) un lavoro in memoria dell'opera del fisico Orso Maria Corbino, suo collega e mentore, già direttore de *L'Energia Elettrica*.

Ma è nel secondo dopoguerra, dalla metà degli anni Cinquanta, in corrispondenza ad una esplosiva crescita economica del nostro Paese, che la rivista diventa testimone dell'espansione della produzione elettrica offrendo una completa panoramica delle conoscenze scientifiche e tecnologiche che hanno permesso lo sviluppo degli impianti di generazione, trasmissione e distribuzione elettrica.

Si possono trovare infatti articoli che riportano il meglio della produzione ingegneristica del tempo:

- dalle ardite opere dell'ingegneria civile che hanno consentito uno spettacolare utilizzo della fonte idroelettrica, agli studi sull'uso dell'energia nucleare e dei progetti dei primi impianti termonucleari;
- dall'indagine sulla natura dell'effetto corona negli elettrodotti ad alta e altissima tensione, allo studio delle sovratensioni e delle correnti di guasto sulle reti magliate.
- Dalla determinazione dell'influenza dei condensatori in serie sulla stabilità dinamica delle linee di trasmissione, alle regolazioni non interagenti di reti interconnesse.

Bisogna dire che, a seguito della nazionalizzazione dell'industria elettrica del 1962, le dimensioni del nuovo Ente nazionale consentivano e quindi obbligavano a considerare la ricerca nel settore dell'energia elettrica come una attività istituzionale. Questa, oltre che assumere il punto di riferimento in ambito italiano, aveva un effetto propulsivo sia per l'attività scientifica universitaria che per l'attività di ricerca dei costruttori coinvolti nello sviluppo del sistema elettrico del Paese.

Si ricorda che l'istituzione della Direzione Studi e Ricerche dell'ENEL e la sua articolazione in cinque Centri di ricerca: - Il Centro di Ricerca Elettrica - CRE, - Il Centro di Ricerca di Automatica - CRA, - Il Centro di Ricerca Idraulica e Strutturale - CRIS, - Il Centro di Ricerca Termica e Nucleare - CRTN, - Il Centro di Ricerca Geotermica - CRG, contribuì a raccogliere il meglio degli specialisti che avevano svolto attività di ricerca nelle ex società elettriche e a formare, insieme agli altri Centri preesistenti come CESI, CISE e ISMES, nuove generazioni di valenti ricercatori. In quegli anni epo-

1 ANIEL è stata un'associazione, costituita nel 1922, fra produttori e distributori di energia elettrica, imprese di trazione elettrica e industrie affini, con lo scopo di promuovere lo sviluppo dell'energia elettrica nonché delle applicazioni dell'elettricità nell'interesse dell'economia nazionale. Nel ventennio fascista venne assorbita nelle associazioni di categoria di regime, mentre nel dopoguerra viene rifondata con il nome di Associazione Naz. Imprese Produttrici e Distributrici di Energia Elettrica (ANIDEL) e sarà attiva fino al 1963, anno in cui viene liquidata a seguito della nazionalizzazione dell'industria elettrica.

editoriale

Roberto Caldon

cali, *L'Energia Elettrica* fruì di tutta questa attività di ricerca pubblicando lavori rivelatisi una miniera di esperienze e di saperi che costituiscono ancora oggi una base preziosa e imprescindibile per la cultura tecnico-scientifica.
In quel periodo, e fino alla fine del Novecento, si può anche rilevare nei contributi della rivista una consistente partecipazione universitaria. *L'Energia Elettrica* risultava un'ambita sede di pubblicazione per gli accademici dell'Ingegneria in un vasto campo di materie come: - Idraulica, Idrologia, Idrografia, - Elettrotecnica, Elettrofisica, Elettronica, - Energia: sue Fonti, sua Produzione e Accumulazione, - Impiantistica, Misure, Prove e Collaudi, ecc. L'indice degli autori rivela come gran parte dei "Maestri" universitari, facilmente riconoscibili da chi nella seconda parte del Novecento è stato studente di ingegneria, abbia utilizzato abbondantemente questa rivista per pubblicare i propri studi e lavori.
Questo aspetto, assieme ad altri, ha probabilmente contribuito a cedere nel 1980 la gestione della rivista a una associazione culturale di studiosi e professionisti impegnati nella divulgazione delle scienze elettriche, ovvero l'Associazione Elettrotecnica Italiana - AEI[2]. Questa affidò la direzione a Giorgio Catenacci, personaggio di spicco del Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano - CESI.
Nel 2000, con alla direzione il prof. Luigi Paris, *L'Energia Elettrica* ritorna ad essere pubblicata bimestralmente e con una nuova veste tipografica a colori. È un momento di profondi cambiamenti nel mondo elettrico. La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, dopo una fase propositiva attivamente seguita dalla rivista, entra nella fase attuativa. Il numero dei soggetti, che agiscono in questo mercato con diverse funzioni, è aumentato considerevolmente e la rivista si rivela essere uno spazio di condivisione degli operatori per comunicare e confrontare esperienze e modelli per una nuova gestione del sistema elettrico, mai sperimentata prima di allora.
Con il nuovo Millennio, nei concorsi che definiscono la carriera degli accademici italiani, diventa sempre più importante per i candidati il riferimento agli indici bibliometrici delle pubblicazioni (misura del grado di diffusione nella comunità scientifica internazionale) e del numero delle relative citazioni. Di conseguenza si assiste ad una perdita di attrazione di questa rivista nei confronti degli autori universitari. La cosa si spiega con il fatto che *L'Energia Elettrica* è pubblicata in lingua italiana e non consente di acquisire per i propri articoli un livello di diffusione paragonabile ad altre riviste internazionali pubblicate in inglese, e di assumere quindi un valore significativo di *Impact Factor*.
Questo ha portato negli anni Duemila ad una rarefazione della presenza degli accademici, negli articoli pubblicati dalla rivista, e un ritorno prevalente dei tecnici industriali come autori.
Dal 2020 è stato peraltro aggiunto alla rivista un Supplemento per articoli in lingua inglese che vengono contemporaneamente pubblicati in Open Access. Un servizio editoriale che dovrebbe risultare utile agli autori universitari, anche se questi ultimi cercano sedi di pubblicazione con elevati ranking bibliometrici che, come spiegato, possono essere conseguiti solo con una vasta diffusione dei lavori pubblicati e di citazioni degli stessi: un circolo vizioso che per ora non ha permesso alla rivista il conseguimento degli obiettivi sperati in fatto di richieste di pubblicazione.
Oggi, dopo un secolo di vita, la rivista sta forse tornando alle funzioni previste all'origine. Ovvero, essere un luogo di incontro degli operatori dell'industria elettrica (ovviamente aperto all'accademia) utile per comunicare e confrontare idee, organizzare intelligenze e competenze al fine di proporre soluzioni ai problemi emergenti, in modo meditato e imparziale.
Se si osserva l'attuale composizione del Comitato di redazione, si deduce che il maggior interesse alla partecipazione e al sostentamento della vita della rivista proviene da studiosi e tecnici di estrazione industriale, appartenenti a player nazionali e multinazionali, del settore elettrico ed energetico.
In tale situazione viene da chiedersi allora, quale compito può svolgere questa rivista oggi e nel prossimo futuro?
Considerando la complessità della transizione energetica e le relative sfide che la Società deve affrontare in questo campo, appare evidente l'esigenza di far conoscere a una platea di lettori più ampia possibile le diverse posizioni degli operatori, i risultati dei dibattiti e le conseguenti proposte.
Appare dunque fondamentale poter portare alla pubblica attenzione, oltre alle diverse visioni che si contenderanno la ricerca di soluzioni, anche un'aggiornata descrizione delle tecnologie che verranno via via sviluppate, nonché l'esame competente dei progetti e delle realizzazioni che il Paese metterà in cantiere.
Questo compito, il nostro giornale può svolgerlo con il rigore della rivista scientifica e, allo stesso tempo, con un grado di divulgazione che permette la comprensione anche a chi non è strettamente del settore. Senza dimenticare poi che, l'appartenenza ad una storica e prestigiosa associazione culturale come l'AEIT, può garantire una terzietà che non può essere fornita dalle singole industrie nella trattazione di tali argomenti. Ciò costituisce un valore che andrebbe opportunamente riconosciuto e sostenuto. Un aspetto che dovrebbe essere apprezzato in primo luogo dai decisori di politica energetica del nostro Paese, visto che qui possono trovare indicazioni utili da confrontare con quelle usualmente ricevute dalla lobbistica del settore.
Questo numero speciale della rivista, nel celebrare il Centenario di fondazione, avrebbe potuto riportare, come si usa fare, le nostalgiche immagini delle storiche edizioni del passato insieme ai ricordi e alle testimonianze di chi ha in parte vissuto quell'epoca leggendaria. Abbiamo invece preferito, proprio per evidenziare il compito che ci attende, comporre questa edizione con le visioni prospettiche dei responsabili dell'industria e della ricerca elettrica sul tema: *Transizione energetica e il futuro dell'energia elettrica*.
Non ci resta che esprimere, a tutti coloro che partecipano alla vita della rivista, l'augurio di trovare soddisfacenti attuazioni alle ambizioni che ci animano e dare un concreto contributo alla crescita del nostro settore con lo spirito dell'inizio: quello dell'interesse generale e senza particolarismi.

2 In quegli anni la rivista *L'Energia Elettrica* era gestita dal CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) a cui era passata nel 1963 dall'ANIDEL (Associazione Nazionale Imprese Produttrici e Distributrici di Energia Elettrica) nel momento in cui questa era stata liquidata in conseguenza della nazionalizzazione dell'industria elettrica.

Green new deal, come realizzarlo concretamente?

Gianluca Marini - *Executive Vice President CESI S.p.A.*

Solo mettendo in comune le risorse rinnovabili potremo raggiungere gli obiettivi fissati dall'UE

L'Europa è al primo posto nel percorso di decarbonizzazione

L'Unione Europea è stata la prima regione al mondo che dall'inizio degli anni 2000 ha iniziato a discutere su come ridurre le emissioni di gas serra. E finora l'Europa ha mantenuto le promesse: gli obiettivi fissati dall'Unione per il 2020 non solo sono stati raggiunti, ma addirittura superati, grazie anche alla pandemia:

- Taglio delle emissioni di gas serra (GHG):
  - 31% rispetto al 1990
- Quota FER rispetto al consumo energetico finale: 21,3%
- Efficienza energetica:
  - Riduzione del consumo di energia primaria: 5% oltre l'obiettivo
  - Riduzione del consumo energetico finale: 3% oltre il target.

La buona performance dell'UE in termini di emissioni di gas serra è ulteriormente confermata anche nel confronto con le altre aree del mondo (**figura 1**). Considerando le emissioni globali di gas serra, l'UE rappresenta ora solo il 7% del totale, sebbene il suo PIL rappresenti oltre il 14% di quello mondiale (**figure 2** e **3**).

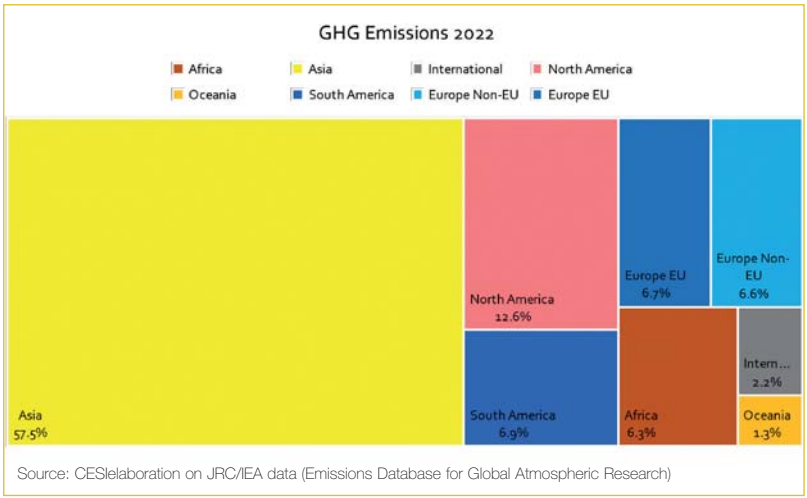


Figura 2
Emissioni GHG nel mondo (dati riferiti al 2022)

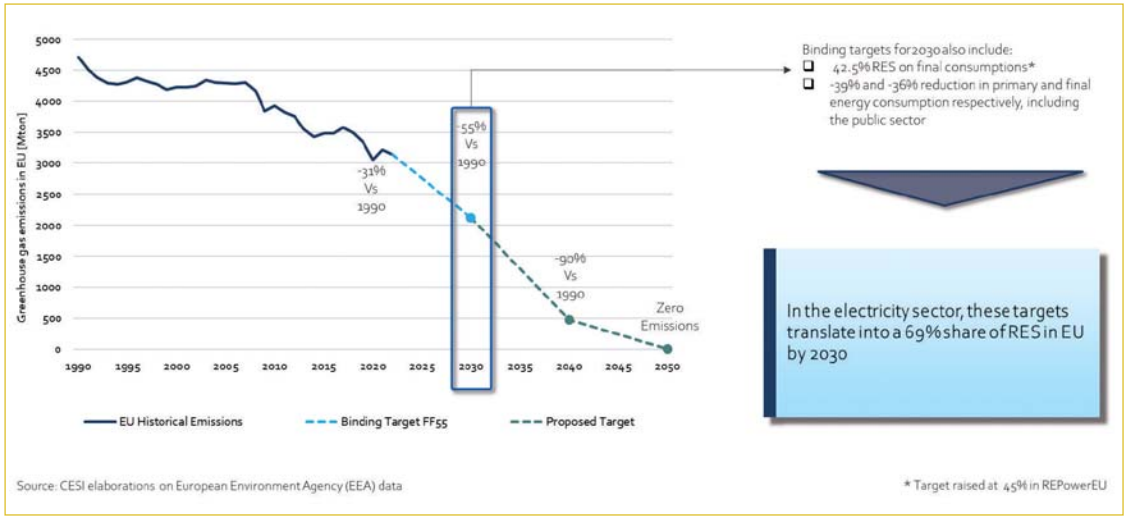
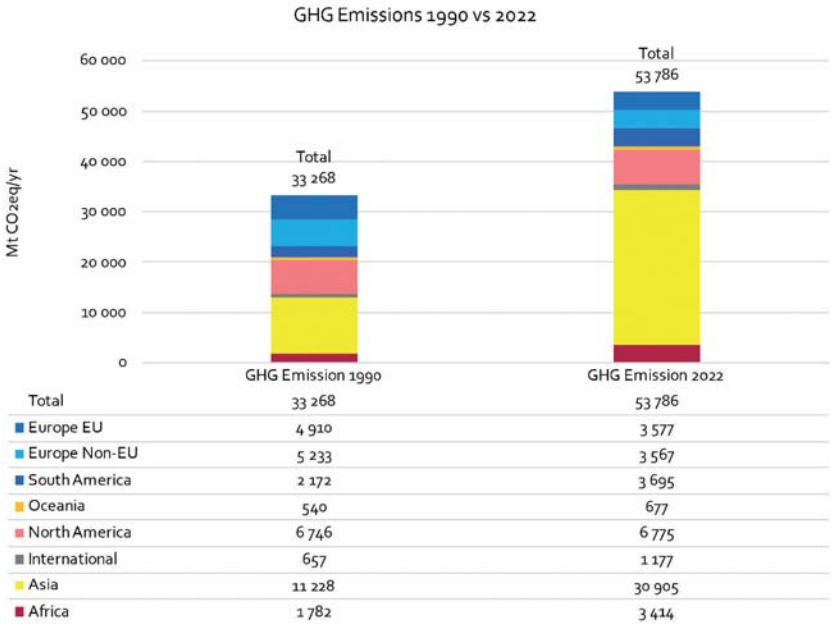


Figura 1
Andamento passato e tendenza futura delle emissioni di gas serra dell'UE

Figura 3
Andamento delle emissioni di gas serra nel mondo tra il 1990 e il 2022



	GHG Emission 1990	GHG Emission 2022
Total	33 268	53 786
Europe EU	4 910	3 577
Europe Non-EU	5 233	3 567
South America	2 172	3 695
Oceania	540	677
North America	6 746	6 775
International	657	1 177
Asia	11 228	30 905
Africa	1 782	3 414

Source: CESIelaboration on JRC/IEA data (Emissions Database for Global Atmospheric Research)

Guardando avanti verso nuovi obiettivi

I risultati finora raggiunti sono incoraggianti. Tuttavia la strada da percorrere è ancora lunga per raggiungere l'obiettivo finale di emissioni nette zero entro il 2050 come già deciso dall'UE.

Come ulteriore tappa intermedia, sono stati fissati obiettivi vincolanti di decarbonizzazione entro il 2030. Il pacchetto *Fit for 55* ha definito obiettivi per i vari settori dell'economia, in particolare le emissioni di GHG dovranno ridursi del 55% rispetto al 1990, mentre le FER dovranno coprire almeno il 42,5% del consumo energetico finale

Con lo scopo di accelerare il processo di indipendenza energetica dalla Russia, nel maggio 2022 è stato proposto un ulteriore aggiornamento di questi obiettivi nel pacchetto REPowerEU, secondo cui la penetrazione delle FER dovrà raggiungere il 45% del consumo finale. Ciò si traduce in quasi il 70% di penetrazione delle FER nel settore elettrico.

Gli obiettivi da conseguire entro il 2030 rappresentano senza dubbio una sfida ardua se consideriamo che ora siamo al - 32,5% delle emissioni GHG rispetto al 1990.

Nel frattempo, la Commissione Europea (CE) ha già delineato l'obiettivo di decarbonizzazione al 2040: - 90% rispetto al livello del 1990, che rappresenterà l'ultimo passaggio intermedio prima di raggiungere le zero emissioni nette nel 2050.

La decarbonizzazione dell'UE è in difficoltà?

Finora non tutti i settori dell'economia europea hanno progredito allo stesso ritmo nel ridurre le emissioni di gas serra. Il settore energetico è all'avanguardia, avendo ridotto le emissioni del 37% dal 1990, mentre altri settori sono in ritardo. Il più critico è quello dei trasporti, in particolare quello stradale, che ha addirittura aumentato le emissioni, con una crescita del 19% nell'Ue. L'Italia si è comportata meglio rispetto al resto dell'Unione, ma registra comunque solo un - 2% di emissioni rispetto al 1990. Pertanto, un'attenzione particolare dovrà essere rivolta a questo settore, così come all'edilizia e all'agricoltura (**figure 4**, **5** e **6**).

Nonostante il positivo percorso di decarbonizzazione del passato, stiamo recentemente assistendo ad una certa riluttanza ad approvare le misure tanto necessarie per accelerare i tagli alle emissioni di GHG, temendo una perdita di competitività dell'economia europea.

Per quanto riguarda l'agricoltura, ricordiamo tutti la diffusa opposizione degli agricoltori europei contro le misure proposte dalla CE. Il settore dell'edilizia[1] si trova pure su un percorso critico: rappresenta il 40% del consumo energetico totale dell'UE e il 36% delle emissioni. Tut-

[1] Settore edile che comprende edifici residenziali e Commercio &Industra.

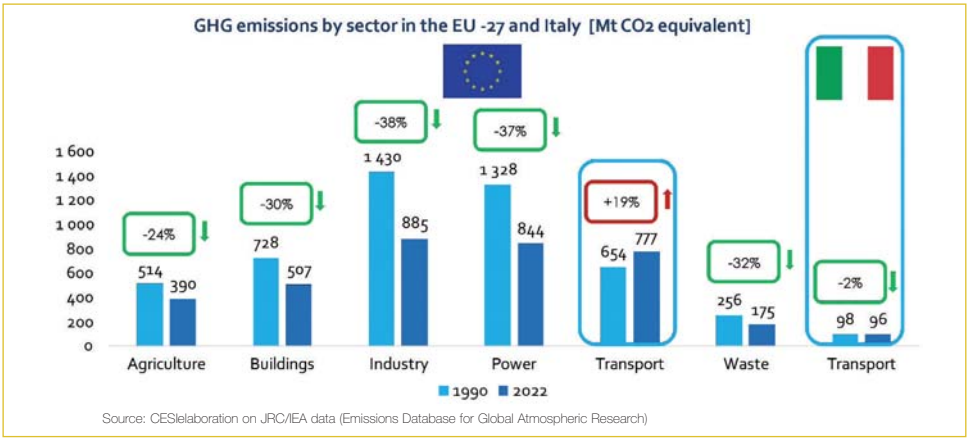


Figura 4
Andamenti passati delle emissioni di gas serra nei vari settori

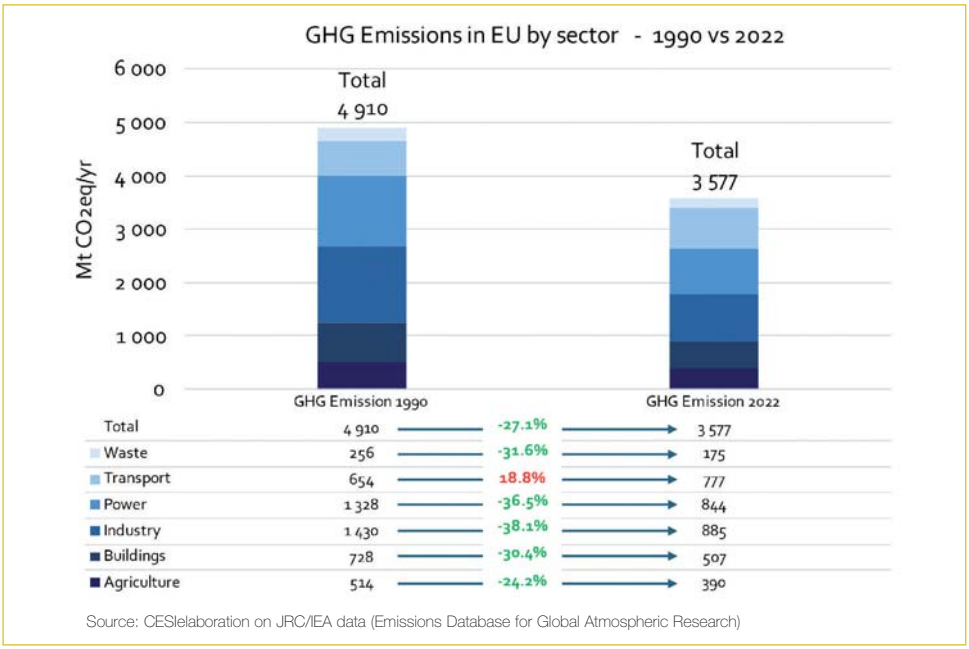


Figura 5
La decarbonizzazione dell'UE nei diversi settori: modelli dal 1990

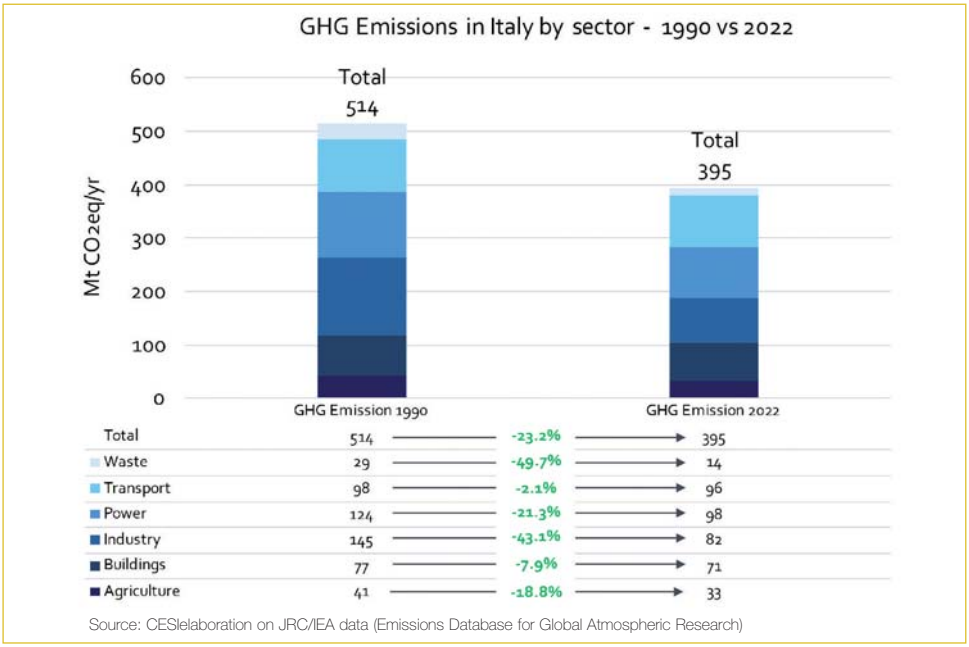


Figura 6
Italia: decarbonizzazione nei diversi settori dal 1990

tavia, la Direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia proposta nel dicembre 2023 rappresenta solo un accordo "provvisorio" tra il Parlamento Europeo e il Consiglio.

Ma la misura più controversa è senza dubbio il divieto di immatricolazione delle auto a combustione interna a partire dal 2035. Siamo tutti d'accordo sul fatto che sia urgente e prioritario ridurre le emissioni di gas serra nel trasporto stradale. La CE ha scommesso su un'importante tecnologia: i veicoli elettrici (EV) alimentati da batterie a ioni di litio, che è indubbiamente una tecnologia efficiente. Considerando l'intero ciclo di vita, un EV alimentato con elettricità verde riduce le emissioni di oltre il 70% rispetto a un veicolo a benzina[2]; l'efficienza è di quasi l'80% rispetto a valori che non vanno oltre il 30% nel caso di veicoli a benzina. Tuttavia la diffusione su larga scala della mobilità elettrica ha molteplici impatti, in particolare:

- *Impatto sociale relativo all'accessibilità economica*, poiché il costo dei veicoli elettrici è ancora più elevato rispetto a modelli simili a combustione interna.
- *Impatto sulla rete di distribuzione* che si sta rivelando il tema più critico. Non è un caso che il 12% delle colonnine di ricarica non siano connesse alla rete, anche se, secondo alcuni osservatori, questo valore possa essere ritenuto quasi "fisiologico" stante la rapida espansione del settore. Su questo specifico tema, CESI è impegnato a fornire consulenza volta a mitigare lo sforzo di investimento sugli asset della rete di distribuzione facendo leva su schemi tariffari, modalità di ricarica flessibile (V1G e V2G) e partecipazione attiva ai mercati dei servizi di dispacciamento.

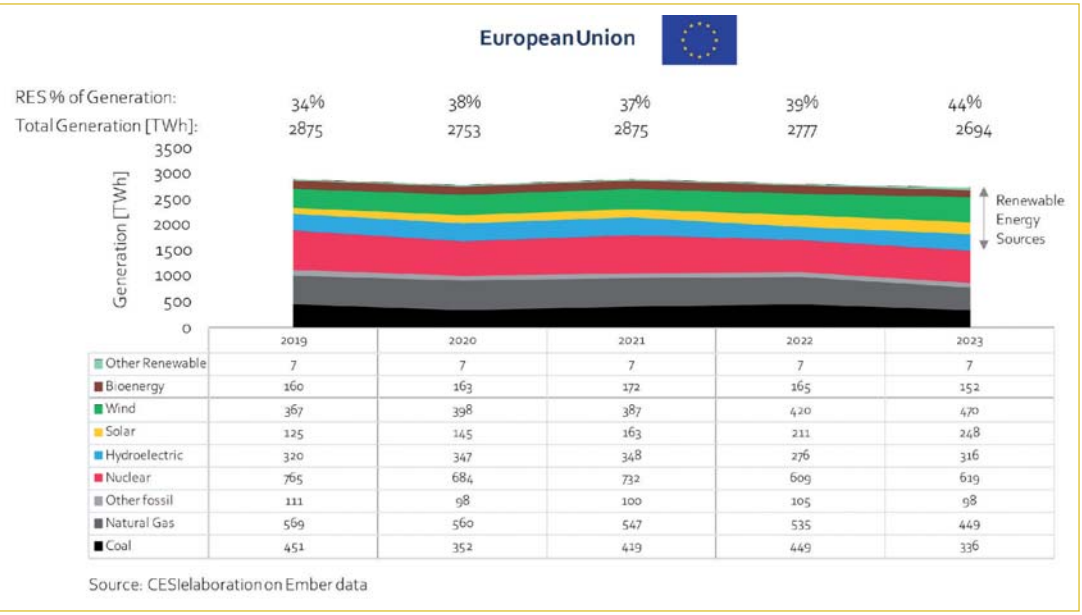
La criticità nel raggiungimento dell'obiettivo del 2035 è ormai evidente anche per i decisori che stanno aprendo ai carburanti sintetici, forse nel prossimo futuro all'accettazione dei biocarburanti.

Il settore elettrico: il primo della classe non può fallire

Nonostante questi segni di preoccupazione, il settore elettrico è stato ed è tuttora uno dei primi della classe nella tabella di marcia per la decarbonizzazione. Come accennato, il taglio delle emissioni di CO_2 ha raggiunto il 37% rispetto al 1990. Nel 2023 la produzione di energia elettrica da carbone è crollata del 26% e quella da gas del 15%; di conseguenza le emissioni di CO_2 sono diminuite del 19%. Nell'attuale mix di generazione (**figura 7**) la produzione da carbone rappresenta solo il 12%: un valore mai visto prima. Aggiungendo la generazione a gas (17%), il totale dei combustibili fossili rappresenta ora meno di 1/3 del mix di generazione in Europa.

Parallelamente è aumentata la produzione da fonti rinnovabili. Per la prima volta la produzione eolica (18%) ha superato il gas e in totale la produzione da fonti rinnovabili ha raggiunto il 44% nell'UE. Si tratta senza dubbio di un grande risultato per il 2023, ma ancora lon-

[2] Fonte: Transport&Environment, "*Life Cycle Analysis of the Climate Impact of Electric Vehicles*", 2017 Luiss Business School, "*Master in Energy Industry - #4. Smart Mobility*", 2018.



	2019	2020	2021	2022	2023
Other Renewable	7	7	7	7	7
Bioenergy	160	163	172	165	152
Wind	367	398	387	420	470
Solar	125	145	163	211	248
Hydroelectric	320	347	348	276	316
Nuclear	765	684	732	609	619
Other fossil	111	98	100	105	98
Natural Gas	569	560	547	535	449
Coal	451	352	419	449	336

Source: CESIelaboration on Ember data

Figura 7
Evoluzione del mix di generazione dell'UE

tano dall'obiettivo per il 2030 (70% di FER).

Ma, ancora una volta, luci e ombre: a livello globale, l'UE rappresenta solo una piccola parte delle emissioni di CO_2. È necessaria una prospettiva globale. Infatti, nel mondo nel 2023 il settore energetico ha registrato un picco di nuova capacità a carbone, + 69,5 GW, con una dismissione di soli 21 GW. Ciò equivale a un totale mondiale di 2.130 GW di unità a carbone: è quindi fondamentale tagliare rapidamente la produzione di energia da carbone se si vuole limitare l'aumento della temperatura a 1,5° in linea con l'Accordo di Parigi.

Focus sull'Italia

L'Italia sta procedendo bene nel suo percorso verso la generazione rinnovabile e nel 2023 abbiamo assistito a un livello record di nuove connessioni fotovoltaiche per un totale in potenza installata di 5,2 GW, mentre le nuove installazioni di parchi eolici seguono un trend molto lento (+ 487 MW).

La quota di produzione da fonti rinnovabili sulla domanda interna totale (**figura 8**) ha raggiunto il 36,8% rispetto al 31,0% nel 2022 e al 35,4% nel 2021. Vale la pena notare che questo aumento e diminuzione della quota di produzione da FER è causato da un peso ancora elevato dell'idroelettrico: la siccità che ha colpito il Paese nel 2022 ha fatto scendere la produzione idroelettrica a 28 TWh, rispetto ai 45-50 TWh che si producono negli anni di buona idraulicità (**figura 9**). La mancanza di piogge è perdurata anche nel 2023 che ha registrato solo una debole ripresa dell'idroelettrico (38 TWh).

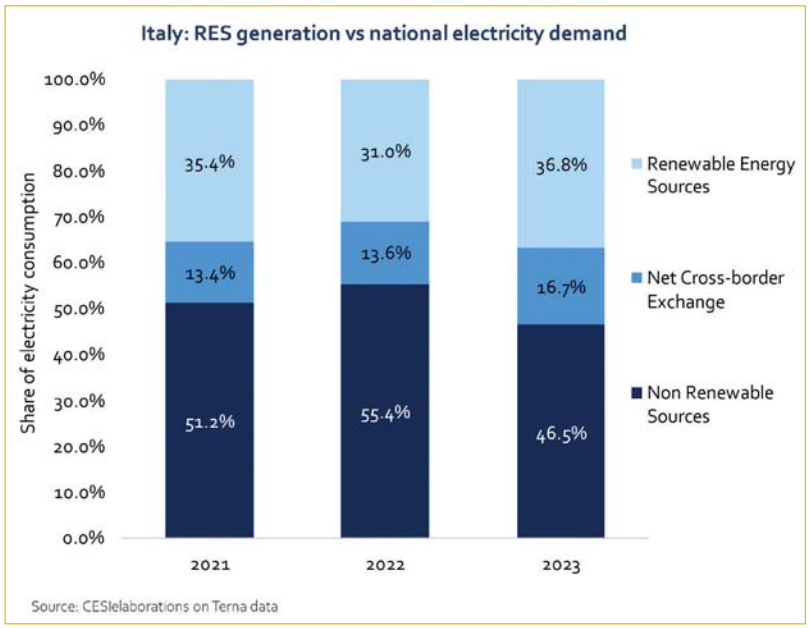


Figura 8
Italia: produzione da fonti rinnovabili rispetto alla domanda elettrica nazionale

Gli ostacoli

In sintesi, UE e Italia stanno andando bene, ma dovranno fare di più. Dato per scontato che gli obiettivi di decarbonizzazione e penetrazione delle FER siano fuori discussione, la domanda è: quali sono gli ostacoli che impediscono un'accelerazione della roadmap?

Vediamo tre ostacoli principali:

- ❑ Processi autorizzativi lenti
- ❑ Crescenti costi di investimento iniziali
- ❑ Sfide tecniche.

L'iter autorizzativo, in particolare degli impianti eolici, è un tema chiave in Europa. L'associazione Wind Europe ha stimato nel 2022 che in Europa 80 GW di progetti erano bloccati dalle procedure di autorizzazione. Secondo GlobaData c'è quattro volte più capacità eolica in autoriz-

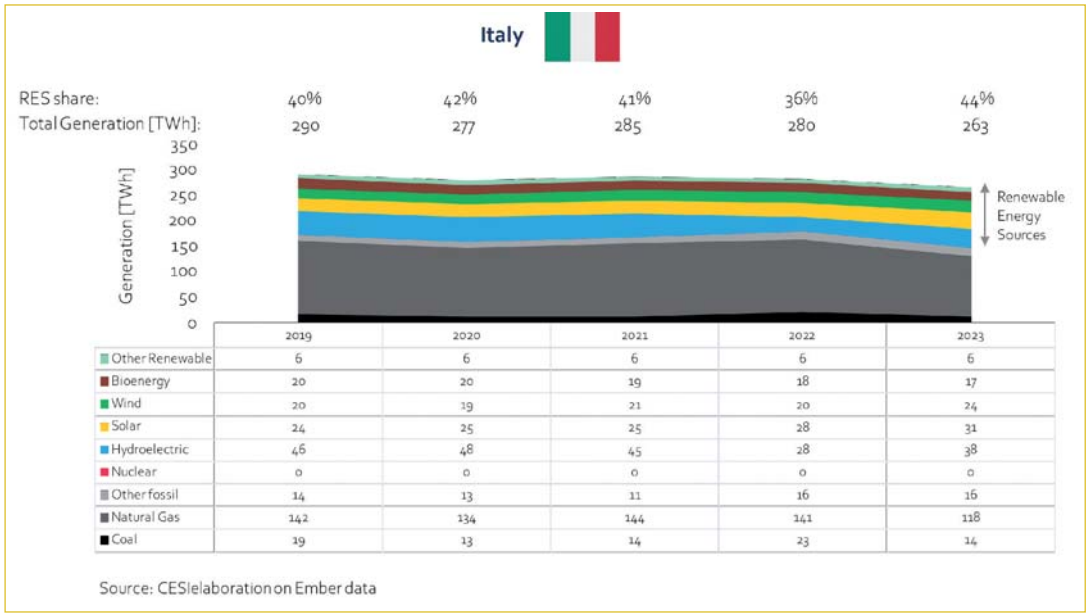


Figura 9
Italia: andamento del mix di generazione

zazione che in costruzione con un picco in Spagna in cui tale rapporto sale a nove (**figura 10**).

Un aiuto a risolvere questo problema viene dalla direttiva RED III (2023/2413) che prevede procedure semplificate per i nuovi impianti eolici e fotovoltaici: 12 mesi per autorizzare la costruzione di nuovi impianti nelle "*zone di riferimento per le energie rinnovabili*" e 24 mesi al di fuori di esse. Ciò rappresenterebbe un grande salto nella tempistica: basti ricordare che in Italia il tempo tipico tra l'inizio delle autorizzazioni e l'entrata in servizio degli impianti è di almeno cinque anni.

I crescenti costi di investimento combinati con problemi tecnologici sono altri due punti di attenzione in particolare per gli impianti eolici offshore. Lo sviluppo di impianti eolici offshore presenta molteplici vantaggi in termini energetici (più alta producibilità annua rispetto agli impianti terrestri) e ambientali (minore impatto sul paesaggio). Richiedono ovviamente soluzioni ingegneristiche innovative, che vedono CESI in primo piano soprattutto per i collegamenti tra impianti offshore e rete terrestre. La sfida tecnologica e di costi è evidente considerando i seguenti progetti. Negli Stati Uniti i progetti Ocean Wind 1 (1176 MW) e 2 (1148 MW) sono stati annullati da Ørsted a causa dell'aumento dei costi. Problemi simili si stanno affrontando in Europa: il progetto eolico offshore Norfolk Boreas (1800 MW) nel Regno Unito è stato interrotto nel 2023 da Vattenfall a causa di un aumento dei costi del 40%[3].

Gli esempi sopra riportati evidenziano chiaramente quanto sia importante la tecnologia, dove i vari componenti devono essere attentamente testati prima di applicazioni su larga scala. Inoltre, dovrà essere presa in considerazione l'intera catena di fornitura: in questi casi specifici non solo la produzione dei componenti principali (turbine, generatori, ecc.), ma anche la disponibilità di navi ed equipaggi esperti per attività marine non standard.

Oltre agli ostacoli sopra menzionati riguardo lo sviluppo delle rinnovabili, non va dimenticata la sfida dello sviluppo delle reti, anch'esse soggette spesso a difficoltà autorizzative. Inoltre gli interventi di sviluppo delle reti sono sempre più frequentemente *capital intensive* a causa della necessità di utilizzare soluzioni a minore impatto ambientale (ad es. cavi interrati anziché linee aeree) e con tecnologie non convenzionali (ad es. collegamenti multiterminali in HVDC-VSC con installazione di DCCB).

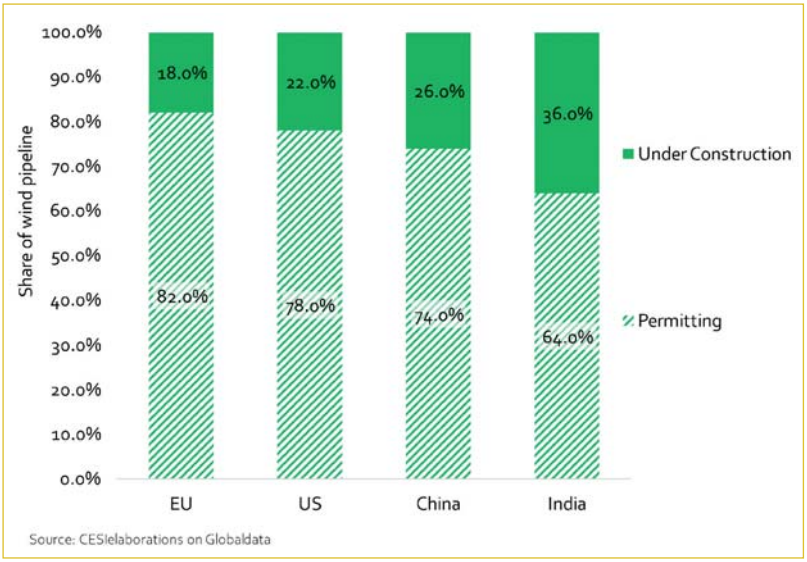


Figura 10
Percentuale di impianti eolici in autorizzazione e in costruzione - *Fonte GlobalData*

Interconnettività

Per passare dall'attuale 44% al 70% di FER nel settore elettrico entro il 2030, l'UE non può agire da sola concentrandosi solo sulle risorse locali. La visione di CESI è che solo unendo le risorse FER dell'UE con quelle delle regioni vicine potremo fare il salto necessario per decarbonizzare l'elettricità europea.

Ciò porterà alla realizzazione di grandi progetti di interconnessione che comportano:

- investimenti su larga scala
- evoluzione tecnologica
- nuovi modelli di business.

CESI sta lavorando a stretto contatto con i promotori di progetti, sia privati che istituzionali, per studi di fattibilità per la definizione delle soluzioni tecnologiche, la valutazione degli impatti ambientali, degli indicatori economici, dei quadri normativi e la loro compatibilità con i regolamenti e le direttive dell'UE, fino alla definizione di possibili modelli di business e schemi di finanziamento.

Diversi progetti sono già stati esaminati e alcuni di essi sono ormai in una fase abbastanza matura essendo già inclusi nel TYNDP di ENTSO-e o avendo già presentato richiesta di connessione alla rete di trasmissione nazionale.

Due sono le aree principali di interesse: la regione mediterranea "allargata", comprendente anche il Medio Oriente e in particolare l'Arabia Saudita; la regione transcaucasica dove l'Azerbaigian giocherà un ruolo chiave per il potenziale eolico ancora inutilizzato lungo il Mar Caspio.

I principali progetti che hanno visto CESI coinvolto attivamente nella fase di prefattibilità e fattibilità sono:

- *Great Sea Interconnector*: che collega la Grecia con Cipro, l'unico Stato membro dell'UE ancora isolato. In una fase ulteriore è previsto il prolungamento fino a Israele (*EuroAsia*) e all'Egitto (*EuroAfrica*).
- *Medlink*: doppio interconnettore tra Algeria e Tunisia con l'Italia,
- *Green Vein*: interconnettore tra Egitto e Italia.

Su una scala geografica più ampia, è in corso lo studio sulla possibilità di collegare l'Arabia Saudita con l'Italia.

Tali progetti, nello specifico Medlink e Green Vein, renderebbero disponibile energia rinnovabile al 100% per un quantitativo stimato tra 20 e

[3] Successivamente, nel marzo 2024, Vattenfall ha venduto questo progetto a RWE.

24 TWh all'anno rappresentando circa il 5% della domanda italiana nel decennio 2030-2040. Inoltre, questa energia verde è caratterizzata da un profilo quasi piatto (fattore di carico degli interconnettori 75+%) e di conseguenza riduce il fabbisogno di riserve e di bilanciamento. Le stazioni di connessione situate nel Nord Italia allevieranno anche il rischio di congestioni Sud-Nord lungo la penisola (**figura 11**).

L'altra regione che può aiutare l'Europa a decarbonizzare il proprio settore elettrico è il trans-Caucaso. Il primo elemento costitutivo è rappresentato dall'interconnettore Romania-Georgia. Questo collegamento è visto come il primo progetto di un corridoio più ampio, il *Green Corridor*, dal bacino del Caspio fino all'Ungheria, che CESI sta attualmente studiando. Questo secondo corridoio potrebbe sfociare in una soluzione ibrida costituita da interconnessioni elettriche e gas per l'idrogeno rinnovabile, a seconda dell'esito delle analisi tecnico-economiche in corso (**figura 12**).

Si tratta di progetti multilaterali che tengono conto non solo degli obiettivi europei, ma anche dei consumi energetici locali che dovranno anch'essi essere progressivamente decarbonizzati.

Il ruolo del CESI

I progetti "giganti" di cui sopra non si concretizzeranno in questo decennio e come tali non aiuteranno a raggiungere l'obiettivo europeo del 2030. Tuttavia, saranno molto utili per "l'ultimo miglio" verso la decarbonizzazione nel decennio 2030-2040. Poiché questi progetti sono caratterizzati da ingenti costi di investimento iniziali, pari a diversi miliardi di euro, occorre pensare fin da ora come rispondere alla domanda chiave: come trasformare questi progetti in realtà?

Dovranno essere affrontate diverse questioni e CESI sta lavorando a stretto contatto con i promotori del progetto per risolverle, ossia:

- *Tecnologia*: in particolare cavi ad alta profondità marina e stazioni di conversione HVDC. Finora il primato mondiale è detenuto dal cavo Sardegna-Penisola Italiana (collegamento SAPEI), ma per attraversare il bacino del Mediterraneo si raggiungono profondità marine fino a - 3000 m nonostante

Great Sea Interconnector – Greece-Cyprus

Size: 1 GW + 1 GW

Technology: ±500 kV HVDC-VSC multiterminal - bipolar

Length: 900 km (Cyprus-Crete)

Max sea depth: 3000 m

Medlink Interconnector – Algeria-Italy and Tunisia-Italy

Size: 2 GW + 2 GW

Technology: ±500 kV HVDC-VSC biterminal-two double bipoles

Length: 1600 km submarine and 1200 km on land

Max sea depth: 2200 m

Green Vein Interconnector – Egypt-Italy

Size: 3 GW

Technology: ±500 kV HVDC-VSC biterminal-two double bipoles

Length: 2800 km submarine and 1000 km on land

Georgia-Romania Interconnector

Size: 1.3 GW

Technology: ±500 kV HVDC-VSC biterminal-one bipole

Length: 1100 km

Max sea depth: 2200 m

Figura 11

Figura 12
Principali interconnessioni tra UE e regioni limitrofe

l'ottimizzazione del tracciato. Pertanto, sono necessari stretti contatti con i costruttori per trovare soluzioni che tengano conto delle più avanzate tecnologie dei cavi e dei vincoli legati alla catena di fornitura derivanti non solo dalla capacità produttiva, ma anche dalla disponibilità di navi speciali. L'affidabilità di questa nuova generazione di cavi è fondamentale e, a questo scopo, i test sui cavi svolti nei laboratori CESI-KEMA rappresentano un'opportunità chiave per i costruttori. Per quanto riguarda le stazioni di conversione HVDC, la tecnologia VSC sarà la soluzione preferita. Di conseguenza, la capacità di interruzione della corrente risulta essere la questione più importante considerando che alcuni progetti HVDC-VSC sono aerei o multiterminali e in futuro verranno implementate anche reti DC magliate. Oggigiorno sono possibili diverse soluzioni: dalle stazioni di conversione *full bridge* agli interruttori in DC (DCCB). Anche in questo caso è fondamentale testare questa nuova generazione di componenti prima della loro immissione sul mercato. I laboratori CESI-KEMA offrono la possibilità di testare DCCB con tensioni fino a 350 kV e correnti fino a 20 kA.

- *Nuovi modelli di business*: i grandi progetti di interconnessione tra l'UE e le aree limitrofe per scambiare energia verde dovranno essere non solo economicamente profittevoli, ma anche bancabili. Di conseguenza, occorre elaborare schemi chiari su come remunerare sia il capitale che il debito. L'imminente riforma del mercato elettrico può aiutare, poiché promuove i PPA integrati con CfD (contratti per differenza) sul mercato spot. Considerando il volume di energia verde resa disponibile grazie a questi progetti di interconnessione, non è possibile identificare un unico off-taker, ma piuttosto si potrebbe prevedere un PPA centralizzato a lungo termine eventualmente con garanzia sovrana, più o meno come avvenuto alla fine degli anni '70 e '80 quando furono costruiti i gasdotti ad alta intensità di capitale (es: il Transmed).
- *Condizioni normative* in particolare in relazione alle Garanzie di Origine (GO) dell'energia rinnovabile prodotta al di fuori dell'Unione e immessa nell'Unione. Dimostrare che l'energia scambiata con l'Unione è rinnovabile al 100%, è fondamentale per evitare l'applicazione dei meccanismi di tassazione transfrontalieri come previsto nel pacchetto Fitx55. L'adempimento della GO può essere risolto in diversi modi: soluzioni hardware con gli hub di centrali FER situate nelle aree limitrofe dell'Unione connesse agli interconnettori in modo radiale (vedi: progetti Medlink e GreenVein) o soluzioni software più complesse basate sul monitoraggio sistemi in modo da garantire il corretto equilibrio tra generazione da FER e immissione di energia all'interno del perimetro europeo.

Quanto sopra richiamato rende evidente la necessità di un approccio trasversale che coinvolga un ampio insieme di competenze diverse. Tutto ciò senza dimenticare che si stanno valutando progetti infrastrutturali che abbracciano diversi Paesi. Pertanto, la dimensione geopolitica non deve essere dimenticata. Fin dalla fase concettuale dei progetti, si dovranno definire accordi intergovernativi di lungo termine tra l'UE e i paesi vicini.

Infine, un'ultima considerazione sul mix di generazione per l'"ultimo miglio" verso la decarbonizzazione. Abbiamo sottolineato l'importanza dell'interconnettività per favorire la penetrazione di FER. Ma un'economia a emissioni nette pari a zero può essere realizzata solo considerando l'intero spettro di tecnologie *carbon free*. Le energie rinnovabili possono fare il loro onesto lavoro, ma con costi di sistema crescenti man mano che aumenta la loro penetrazione. Pertanto, non dovranno essere trascurate altre risorse, in particolare il nucleare, che già contribuisce per il 23% alla produzione europea. Nuove opportunità sono offerte dalla tecnologia *Small Modular Reactors* (SMR) che sta diventando sempre più popolare in Europa: 10 nuove unità SMR sono previste entro il 2035 e si stima che 10 SMR/anno entreranno in funzione nel periodo 2035-2050. Dodici Stati membri hanno già incluso il nucleare nei loro piani nazionali per l'energia e il clima.

In Italia, dopo quasi 40 anni di diffusa opposizione al nucleare, le cose sembrano cambiare. Secondo un recente sondaggio di Swg-iWeek, il 51% della popolazione è a favore del nucleare e, cosa ancora più incoraggiante, questa percentuale è molto più alta tra i giovani. Le nuove centrali nucleari non saranno utili per raggiungere gli obiettivi climatici entro il 2030, ma potrebbero essere importanti nel prossimo decennio per accelerare il passo verso l'azzeramento delle emissioni nette. La tecnologia SMR presenta indubbiamente vantaggi in termini di ubicazione, flessibilità e stabilità della produzione. L'adozione di una strategia basata su questa tecnologia richiede però una politica stabile a favore del nucleare che vada ben oltre il mandato di un governo.

Infrastrutture e tecnologie digitali: volano di accelerazione della transizione energetica

Giuseppina di Foggia *Amministratore Delegato e Direttore Generale di Terna*

Il presente articolo approfondisce il contesto energetico nazionale e illustra le prospettive future delineate da Terna nel Piano di Sviluppo 2023 e nel Piano Industriale 2024 per rendere la transizione un'opportunità di miglioramento per il nostro Paese

Introduzione

Sono passati 100 anni dal 1924, data di pubblicazione del primo numero della rivista L'Energia Elettrica e le ricorrenze sono sempre occasione per fare bilanci ma anche per rivolgere lo sguardo in avanti, alla luce dell'esperienza maturata e delle novità che si stanno discutendo in Italia e in Europa. Il presente articolo offre l'occasione per approfondire il contesto energetico in cui si inserisce il Piano di Sviluppo di Terna, e per illustrare le prospettive future delineate dal Piano Industriale 2024-2028, per la crescente decarbonizzazione e digitalizzazione del sistema. Sempre in tema di opere di rete, appare utile fornire una breve introduzione sull'evoluzione delle risorse di rete (rinnovabili e accumuli) che si verificherà in Italia nei prossimi anni.

Contesto ed Evoluzione del Sistema Elettrico

Il Sistema Elettrico italiano sta attraversando una fase di profonda evoluzione. A partire dai primi anni Duemila, si è assistito all'avvio di un *trend* che sta modificando rapidamente e profondamente il contesto energetico, aumentandone enormemente la complessità. Le criticità di sistema sono riconducibili principalmente ai seguenti fattori:

- forte penetrazione nel mix di generazione di fonti rinnovabili non programmabili, caratterizzate da aleatorietà, spesso localizzate su reti di bassa e media tensione e lontane dai centri di consumo;
- riduzione del parco di generazione termoelettrica tradizionale, storicamente principale fornitore dei servizi ancillari essenziali per la gestione del sistema elettrico;
- aumento degli eventi climatici estremi, con rilevanti impatti sul sistema elettrico;
- maggiore variabilità dell'import alla frontiera Nord, legata a fenomeni contingenti come la crisi del gas e l'indisponibilità della capacita nucleare francese.

Tali tendenze sono previste in ulteriore forte crescita nei prossimi anni. Nella proposta italiana di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), si prevede che nel 2030 circa il 65% dei consumi elettrici italiani vengano coperti da fonti rinnovabili, grazie all'installazione di circa 74 GW di nuova capacità, in particolare fotovoltaica ed eolica (**figura 1**).

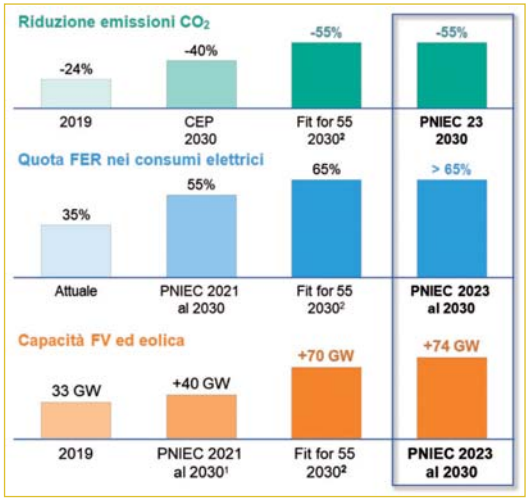


Figura 1
Obiettivi del settore elettrico al 2030

La transizione energetica in atto è senza dubbio auspicabile e doverosa per procedere nella direzione di un sistema *low carbon emission*. È fondamentale, tuttavia, sottolineare che tale trasformazione non è a impatto zero per il Sistema Elettrico. Le variazioni del contesto energetico e, in particolare, la riduzione dell'utilizzo del parco termico a fronte di una sempre maggiore penetrazione di impianti rinnovabili causano già oggi impatti significativi sulle attività del Gestore della Rete di Trasmissione, mettendo sotto pressione tutte le dimensioni chiave per l'esercizio del Sistema Elettrico: Adeguatezza, Sicurezza, Resilienza, Qualità del Servizio, Efficienza e Sostenibilità.

Una piena integrazione delle fonti energetiche rinnovabili richiede in parallelo la realizzazione di un set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro. I principali *driver* della decarbonizzazione individuati da Terna, in qualità di Gestore della Rete di Trasmissione sono:

1. In primo luogo, gli **investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sulle interconnessioni con l'estero**, mirati a rafforzare la magliatura della rete, ridurre le congestioni tra il Sud del Paese (dove è maggiore la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili) e il Nord (dove la domanda di energia elettrica è più sostenuta), nonché incrementare la resilienza del sistema elettrico. Tali interventi sono spesso sinergici rispetto alle esigenze di adeguatezza, perché in molti casi portano benefici anche in termini di integrazione delle FER.
2. **Corretti segnali di prezzo di lungo periodo** allo scopo di convertire o realizzare impianti di nuova generazione, sia termoelettrici attraverso meccanismi come il mercato della capacità, sia rinnovabili attraverso strumenti come i *Power Purchase Agreement* (PPA) e il FER-X.
3. Sviluppo di ulteriore **capacità di accumulo** attraverso il mercato a termine degli stoccaggi (MACSE). Questa capacità, adeguatamente localizzata, contribuirà a minimizzare l'*overgeneration* (vale a dire l'eccesso di produzione rispetto al fabbisogno) nelle ore di massima generazione solare, fornendo altresì servizi pregiati in virtù dell'elevata flessibilità di questi impianti e contribuendo all'adeguatezza del sistema.
4. **Evoluzione dei mercati** per favorirne l'integrazione a livello europeo e per garantire il giusto equilibrio tra la spinta alla partecipazione delle nuove risorse (domanda, Generazione Distribuita [GD], *storage*) e una supervisione centralizzata del Sistema Elettrico, necessaria per continuare ad assicurarne la sicurezza e l'efficienza.
5. **Investimenti per la digitalizzazione** in un Sistema Elettrico sempre più complesso, sia per la gestione delle reti, sia per osservare e controllare in tempo reale le risorse distribuite.

Evoluzione delle Richieste di Connessione alla Rete

Come anticipato, il principale *trend* che ha contraddistinto l'ultimo ventennio è stato lo sviluppo senza precedenti del parco di generazione da fonti rinnovabili.

In particolare, tra il 2008 e il 2023, la capacità di produzione da fonte eolica è più che triplicata fino a raggiungere oltre 12 GW nel 2023 (3,5 GW nel 2008), mentre il parco fotovoltaico italiano ha raggiunto complessivamente i 30 GW nel 2023, partendo da una quota di appena 0,4 GW nel 2008.

La crescita del rinnovabile è stata sostenuta anche da meccanismi incentivanti che hanno caratterizzato in particolare gli anni dal 2009 al 2012. A seguire, le direttive europee sulla decarbonizzazione declinate nel Fit-for-55 (FF55) e nei precedenti pacchetti legislativi, unitamente all'andamento dei prezzi delle commodity e all'interesse per gli investimenti green, hanno favorito un notevole incremento delle richieste di connessioni di impianti da fonte rinnovabile già a partire dal 2019. Ciò ha portato a una capacità complessiva dalle principali fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico) pari a circa 43 GW nel 2023 (**figura 2**).

La **figura 3** mostra la distribuzione geografica delle richieste di connessione di impianti eolici e solari attive a giugno 2024, pervenute direttamente su rete AT/AAT, suddivise per zone di mercato. Nella figura sono escluse le richieste MT/BT pervenute ai Distribution System Operator (DSO) (31,7 GW a maggio 2024).

Confrontando la potenza e la localizzazione delle richieste di connessione alla RTN con quanto stimato negli scenari di policy del FF55, si evidenzia come siano attive complessivamente richieste per il solare e l'eolico circa 5 volte superiori al volume necessario per raggiungere i target italiani previsti al 2030. Infatti, in tutte le zone di mercato, a eccezione della zona di mercato Nord, si sono registrate richieste superiori allo scenario.

Sebbene la richiesta di connessione non garantisca un'effettiva realizzazione dell'impianto, è comunque evidente una chiara tendenza a preferire le aree del Sud Italia e delle Isole (90% di richieste rispetto al totale), caratterizzate da

un basso livello di magliatura e di densità di carico, ma favorite da una maggiore ventosità e irraggiamento solare, con soluzioni principalmente di tipo *utility scale*.

Questa distribuzione, si discosta significativamente da quanto previsto nell'attuale versione del PNIEC, sia in termini di distribuzione geografica che di mix tecnologico e livello di tensione. Dal punto di vista infrastrutturale l'integrazione di tale contingente rinnovabile potrebbe richiedere ulteriori investimenti di rete che avranno un valore complessivo, nell'orizzonte decennale del Piano di Sviluppo, fino a circa 21 Mld€.

Gli elementi chiave per facilitare una designazione efficace delle zone più idonee ad accogliere nuova capacità rinnovabile sono la disponibilità di strumenti digitali per la mappatura dei progetti di sviluppo rete e di connessione in corso. A tal proposito, già nell'ultimo biennio sono state intraprese diverse iniziative per valorizzare le aree non soggette a vincoli (non solo per la localizzazione degli impianti di produzione, ma anche per le relative opere di connessione), e per fornire ai proponenti segnali localizzativi a supporto delle loro decisioni di investimento. Più in particolare le azioni attuate da Terna sono:

- **Dashboard Econnextion**, piattaforma lanciata a febbraio 2023 che mette a disposizione degli Operatori un enorme patrimonio informativo sullo stato delle richieste di connessione (circa 6.600 tra impianti rinnovabili, sistemi di accumulo e utenti di consumo con soluzione di connessione accettata dai proponenti), e sulla localizzazione geografica di circa 40.000 impianti in esercizio.
- **Portale TE.R.R.A.**, piattaforma lanciata a giugno 2024 che fornisce informazioni trasparenti e accessibili sullo stato attuale e futuro degli impianti di rete e di accumulo, sulle richieste di connessione e sui vincoli ambientali, paesaggistici e culturali che ricadono sul territorio nazionale, che abiliterà una programmazione territoriale efficiente per l'ambiente. Ad avere accesso - riservato e profilato - ai contenuti e alle informazioni sono i principali attori del si-

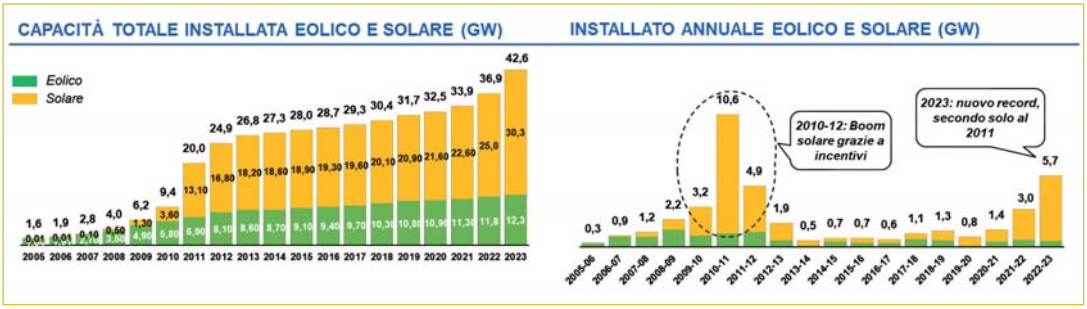
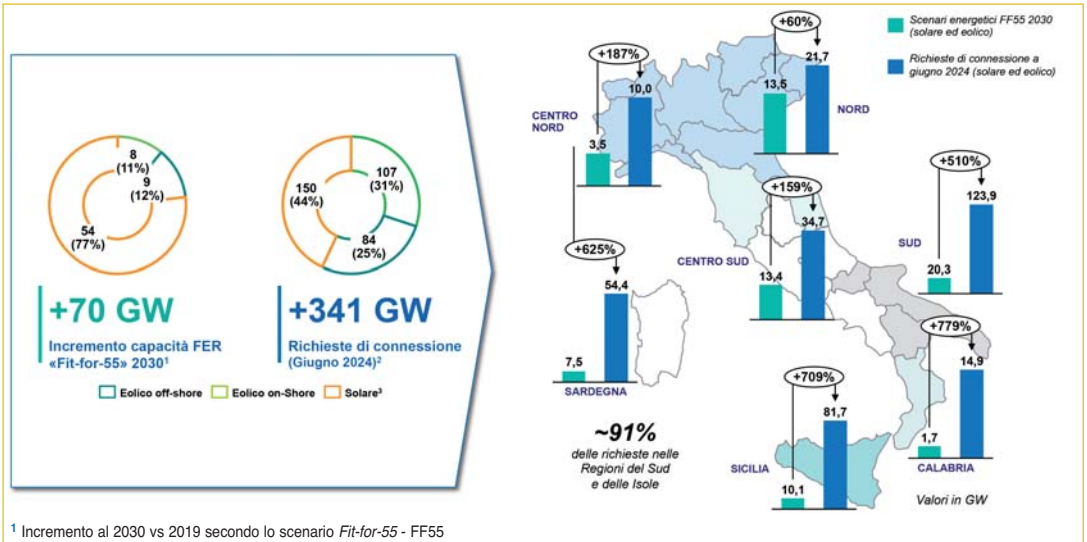


Figura 2
Capacità installata eolico e fotovoltaico [GW] - *Fonte: Terna*



[1] Incremento al 2030 vs 2019 secondo lo scenario *Fit-for-55* - FF55
[2] Dati al netto delle richieste di connessione pervenute in MT/BT. Per maggiori informazioni sull'evoluzione delle richieste di connessione consultare Econnextion
[3] Somma di solare distribuito e *utility-scale*

Figura 3
Distribuzione zonale richieste di connessione FER al 30.06.2024 [GW] - *Fonte: Terna*

stema elettrico: Mase, Ministero della Cultura, Arera, Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, e anche gli sviluppatori di impianti di produzione, accumulo e consumo.

La stretta collaborazione tra Terna, Enti autorizzanti e Operatori interessati allo sviluppo degli impianti FER e non FER permetterà di:

- ridurre l'occupazione del territorio, assecondandone la vocazione;
- ridurre le tempistiche degli iter autorizzativi e accelerare l'entrata in esercizio dei nuovi impianti;
- ridurre le opere di rete, sia di connessione che di sviluppo e i costi complessivi del sistema per la realizzazione della transizione energetica.

Evoluzione Sistemi di Accumulo

In Italia sono a oggi presenti 22 impianti di pompaggio idroelettrico dislocati prevalentemente al Nord, con una potenza massima in assorbimento di circa 6,5 GW e 7,6 GW in produzione, e con una capacità di stoccaggio di 53 GWh (**figura 4**).

Al 31 dicembre 2023 i sistemi di accumulo elettrochimico complessivamente connessi sono 518.947, per una potenza complessiva di 3,37 GW e una capacità di 6,65 GWh[1]. In particolare, il 96% della capacità connessa totale è da attribuire ad accumuli associati a impianti FV e più nello specifico il 94,2%, ovvero 515.567 unità, risulta essere associato a impianti FV di potenza minore di 20 kW. La restante capacità connessa è invece imputabile ad accumuli stand-alone per 210 MWh (128 MW) e ad accumuli associati a impianti termoelettrici ed eolici rispettivamente per 56 MWh (68 MW) e 2 MWh (2 MW).

Questi impianti costituiscono una risorsa strategica per il sistema elettrico nazionale, stante la capacità di fornire servizi pregiati per la regolazione di frequenza e tensione, e assumeranno una rilevanza sempre maggiore in considerazione della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili.

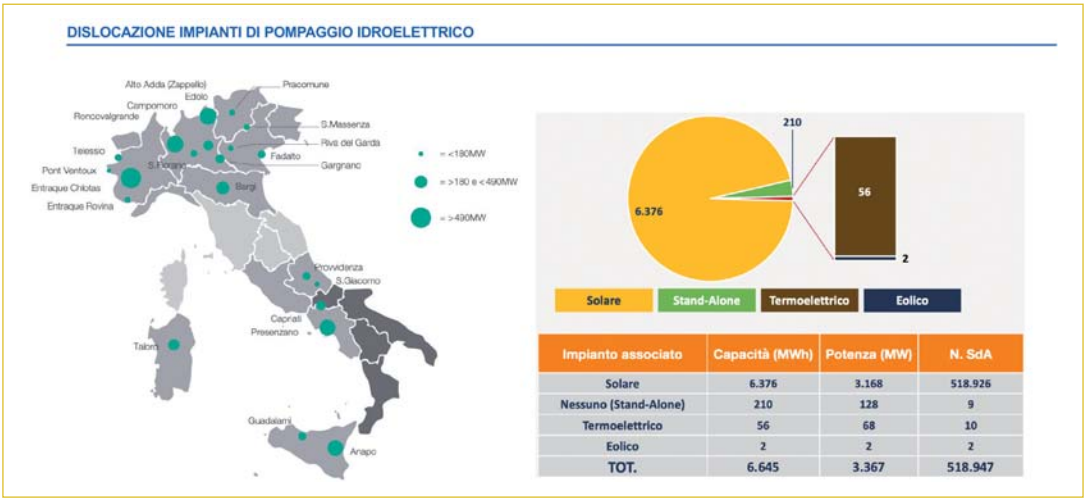
L'evoluzione attesa del sistema elettrico, caratterizzato dall'ulteriore sviluppo delle rinnovabili e dalla progressiva riduzione del parco di generazione termica programmabile renderà necessario lo sviluppo di ulteriori sistemi di accumulo, fondamentali per garantire il fabbisogno di flessibilità.

Il Documento di Descrizione degli Scenari 2022 (DDS), redatto congiuntamente da Terna e Snam, su cui si basa il Piano di Sviluppo 2023, prevede l'installazione entro il 2030 di nuova capacità di accumulo (da impianti di pompaggio idroelettrici e batterie elettrochimiche) per circa 94 GWh[2], di cui circa 71 GWh di tipo *utility-scale* e circa 8 GWh di impianti storage assegnatari di aste *Capacity Market*, localizzati principalmente nel Sud Italia e nelle Isole, dove si prevede una maggiore concentrazione di nuove FER e di conseguenza un maggiore rischio di *overgeneration* (**figura 5**).

Al fine di creare i presupposti per avviare concretamente lo sviluppo di questa capacità, con il Decreto Legislativo N. 210/21 è stato introdotto un nuovo meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico

[1] Dati GAUDI aggiornati al 31 dicembre 2023.

[2] Considerando una durata nominale in carica e in scarica pari a 8 ore, per soddisfare il fabbisogno identificato nel DDS, gli stoccaggi dovranno essere realizzati con una potenza sia in assorbimento sia in rilascio pari ad almeno 9 GW.



Impianto associato	Capacità (MWh)	Potenza (MW)	N. SdA
Solare	6.376	3.168	518.926
Nessuno (Stand-Alone)	210	128	9
Termoelettrico	56	68	10
Eolico	2	2	2
TOT.	6.645	3.367	518.947

Figura 4
Impianti di pompaggio e sistemi di accumulo elettrochimico nel sistema elettrico

(MACSE), elaborato per integrare le rinnovabili con un livello efficiente di *overgeneration*, tenendo conto degli sviluppi di rete progettati.

Questo meccanismo consentirà al sistema di acquisire nuova capacità di stoccaggio elettrico attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati attraverso aste competitive organizzate da Terna, a cui 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, che riceveranno da Terna un premio fisso annuo, avranno l'obbligo di realizzare l'impianto, rendere disponibile la capacità di stoccaggio a Terzi per l'utilizzo della stessa nel mercato dell'energia attraverso una piattaforma gestita dal GME e offrire tale capacità sul MSD.

Sulla base dello studio di Terna messo in consultazione lo scorso agosto, la prima procedura concorsuale (prevista nei primi mesi del 2025) verrà svolta per approvvigionare batterie agli ioni di litio (Li-Ion) e pompaggi idroelettrici ("Tecnologie di riferimento"), con una durata contrattuale di 12-14 anni per le batterie Li-Ion e al massimo di 30 anni per i pompaggi idroelettrici. Alla procedura d'asta, saranno ammesse anche altre tecnologie di stoccaggio meno mature, per un quantitativo limitato al 10% del totale.

Fattori Abilitanti per la Transizione Energetica

Investimenti di Rete

Gli investimenti sostenibili nella Rete di Trasmissione Nazionale rappresentano il *core business* del Gruppo Terna, con il coinvolgimento diretto dei territori, attraverso il confronto con tutti i principali *stakeholder*, le comunità locali, gli enti e le istituzioni. Essi permettono di rafforzare il ruolo centrale di Terna come abilitatore della transizione energetica.

In Terna, la pianificazione dello sviluppo della rete è il processo finalizzato a delineare la rete elettrica del futuro, individuando tutte quelle opere necessarie a garantire, anche in prospettiva, l'affidabilità, la sicurezza, l'adeguatezza e l'efficienza del sistema elettrico. Tali esigenze sono espresse all'interno del Piano di Sviluppo, che quindi rappresenta una risposta strutturata e organica alle sfide poste dalla transizione energetica e dai mutamenti geopolitici in atto a livello internazionale. Si pensi, ad esempio, all'incremento della capacità di scambio tra le zone di mercato, all'integrazione dei contingenti rinnovabili attesi, all'incremento del livello di resilienza della rete a fronte di eventi meteorologici estremi, avvalendosi, al tempo stesso, delle sinergie con le infrastrutture esistenti, al fine di aumentarne integrabilità nei territori e accettabilità da parte delle comunità locali (**figura 6**).

Il Piano di Sviluppo 2023, con oltre 30 nuove opere e un valore complessivo, sul decennio 2023-2032, di circa 21 miliardi, è il piano più ambizioso di sempre e aggiunge, a integrazione delle opere previste dai piani precedenti (come il Tyrrhenian Link e l'Adriatic Link) nuovi interventi di sviluppo dal valore complessivo di circa 11 miliardi. La principale novità è rappresentata dalla rete *Hypergrid*, un progetto innovativo che sfrutterà le tecnologie della trasmissione in corrente continua (HVDC, *High Voltage Direct Current*) per traguardare gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica, realizzando un'imponente operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti sulle dorsali est e ovest

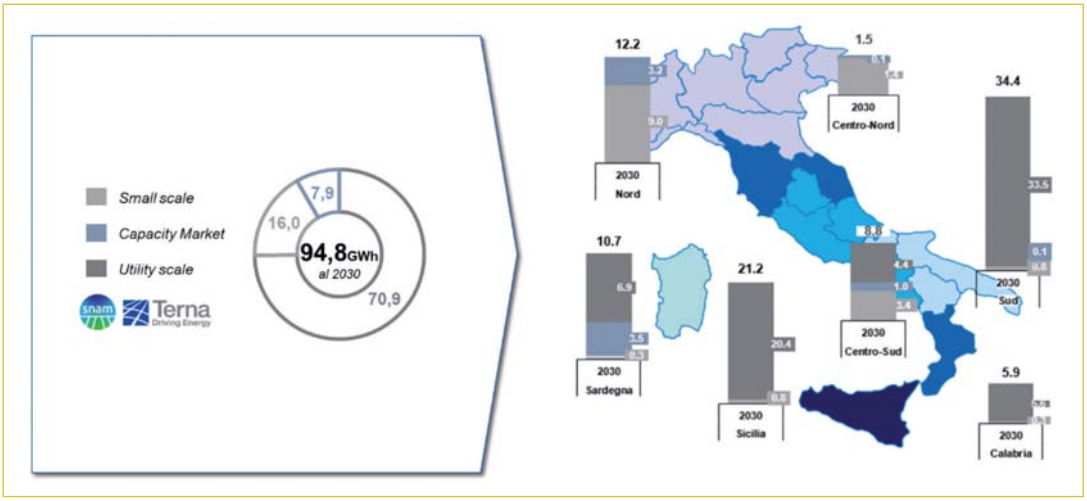


Figura 5
Evoluzione capacità totale accumuli al 2030 nello scenario FF55 [GW]

del Paese, fino alle regioni del sud e le Isole, consentendo così di trasferire sempre più potenza generata da impianti rinnovabili nel sud Italia verso le zone di carico del nord.

Con *Hypergrid* sarà, infatti, possibile raddoppiare la capacità di scambio tra zone di mercato, passando dagli attuali 16 GW ad oltre 30 GW. I principali driver sono (**figura 6**):

- sinergie con asset esistenti o sottoutilizzati;
- potenziale riutilizzo di aree o siti in dismissione;
- aumento della sicurezza e della robustezza di rete;
- modularità delle opere.

Le cinque dorsali previste dal progetto sono:

1. HVDC Milano - Montalto;
2. Central Link;
3. Dorsale Sarda, che comprende il Sa.Pe.I. 2 e il Sardinian Link;
4. Dorsale Ionica-Tirrenica, che comprende l'HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina;
5. Dorsale Adriatica, che include i collegamenti HVDC previsti da Foggia a Forlì.

Fondamentale, nello sviluppo della rete di trasmissione, sarà il tempo necessario per l'autorizzazione e la realizzazione delle infrastrutture di rete rispetto alla dinamicità con cui evolvono, invece, i modelli di generazione e di domanda, soprattutto per gli aspetti normativi e regolatori a cui sono legati. Ciò suggerisce un modello di investimenti flessibile che permetta di sviluppare e realizzare le future infrastrutture di rete in funzione dell'effettivo scenario energetico che si verrà via via a delineare. Con il principio di flessibilità e variabilità della prioritizzazione delle opere in funzione dell'effettiva realizzazione degli impianti rinnovabili e in considerazione delle procedure autorizzative necessarie, potrebbero essere richiesti ulteriori investimenti in infrastrutture.

Sul lungo termine (al 2040) sarà prevista, con le opere pianificate nel Piano di Sviluppo 2023, una riduzione complessiva delle emissioni di CO_2 fino a quasi 12.000 kt/anno (**figu-**

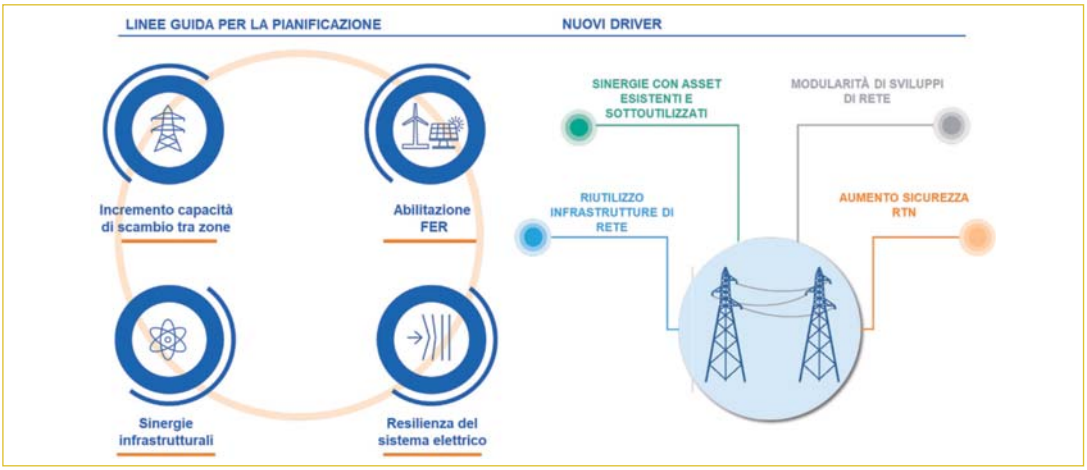


Figura 6
Linee guida per la pianificazione

Figura 7
Principali benefici attesi

ra 7), a conferma del forte impegno di Terna per garantire alle prossime generazioni un futuro sostenibile.

Contemporaneamente, Terna punta al rafforzamento e allo sviluppo delle interconnessioni con l'estero, prevedendo nel Piano di Sviluppo 2023 un investimento complessivo di circa 2 miliardi di euro. A titolo di esempio, il progetto di interconnessione tra Italia e Tunisia che rientra nel Piano Mattei per l'Africa, intervento di rilevanza strategica che garantirà l'ottimizzazione delle risorse energetiche tra l'Europa e il Nord Africa (anche grazie a un grant di 307 milioni di euro, che saranno finanziati mediante *Connecting Europe Facility*, il fondo UE destinato allo sviluppo di progetti chiave che mirano al potenziamento delle infrastrutture energetiche comunitarie), e l'interconnessione Italia-Austria, elettrodotto a 220 kV in cavo completamente interrato entrato in esercizio a dicembre 2023.

Inoltre, a settembre 2023, il MASE ha autorizzato il progetto definitivo del Sa.Co.I.3., il nuovo collegamento elettrico tra Sardegna, Corsica e penisola italiana, che consentirà di mantenere gli opportuni margini di adeguatezza del sistema di trasporto elettrico della Sardegna, soprattutto in vista dell'obiettivo del *phase-out* dal carbone fissato nel PNIEC 2019.

Infine, il raddoppio dell'interconnessione con la Grecia denominata GR.ITA. 2 consentirà la gestione in sicurezza dell'intera zona Sud e favorirà approvvigionamenti efficienti di energia, grazie alla possibilità di abilitare nuove risorse attraverso il *coupling* del Mercato elettrico e di mantenere lo scambio di energia tra i due Paesi anche in presenza di manutenzioni.

Queste interconnessioni consentiranno al nostro Paese, in virtù della sua posizione geografica strategica, di rafforzare il suo ruolo di *hub* energetico dell'Europa e dell'area mediterranea, diventando protagonista a livello internazionale.

Innovazione e Digitalizzazione

Lo sviluppo della rete dovrà essere inevitabilmente accompagnato da una significativa crescita delle tecnologie digitali per sostenere e accelerare il processo di transizione energetica del Paese: una "*Twin Transition*", energetica e digitale, che garantirà una transizione più rapida, sostenibile, giusta e inclusiva per tutti gli stakeholder (**figura 8**).

Per raggiungere gli obiettivi della *Twin Transition*, energetica e digitale, in uno scenario sempre più complesso e decentralizzato, Terna ha pianificato un investimento di circa 2 miliardi di euro, il 12% del totale dei capex previsti dal Piano Industriale 2024-2028, per le iniziative di digitalizzazione e innovazione.

Gli investimenti riguarderanno una serie di iniziative lungo l'intera catena del valore. Rispetto al loro potenziale impatto sul *business*, sono state identificate le principali attività corporate in cui si concentrerà l'innovazione in Terna: Ingegneria di rete, Dispacciamento e conduzione, *Asset management* e Organizzazione di Gruppo (**figura 9**).

Più nel dettaglio, il portafoglio di iniziative di innovazione prevede circa 70 progetti declinati su cinque aree tecnologiche: «*Digital*» (soluzioni intelligenti per la gestione dell'energia e della potenza), «*Energy Tech*» (soluzioni innovative che utilizzano tecnologie più efficienti e green), «*Grid Tech*» (tecnologie a favore di una gestione efficace dell'infrastruttura di rete), «*Advanced Materials*» (attività di ricerca e sviluppo per l'utilizzo di materiali eco-compatibili a ridotto im-

Figura 8
Twin Transition: la duplice transizione verde e digitale

Figura 9
Principali iniziative di innovazione e digitalizzazione previste dal Piano Industriale 2024-2028 di Terna

patto sull'ambiente) e «*Robotics*» (per l'automazione dei processi).

Il Piano Industriale ha quindi l'obiettivo di garantire l'adozione delle soluzioni digitali, scalando quelle già disponibili a tutta la rete e velocizzando l'adozione degli strumenti digitali nell'ambito dei processi operativi aziendali trasformandoli in ottica *data-driven*. La parola chiave è trasformazione, che potrà avvenire solo attraverso la diffusione di una nuova e più profonda cultura del dato, costruita anche attraverso programmi di formazione e *dissemination* per tutte le nostre persone.

Conclusioni

Gli obiettivi di Terna, espressi nel Piano di Sviluppo e nel Piano Industriale 2024-2028, si legano alla strategia di rafforzamento della Rete di Trasmissione Nazionale verso un rapido processo di transizione energetica. In questo contesto, il Gruppo si pone come abilitatore, continuando a creare valore sostenibile e benefici duraturi per i propri *stakeholder*, anche attraverso l'attivazione di iniziative di innovazione e digitalizzazione, imprescindibili per abilitare la transizione energetica a livello di tutto il sistema.

Tali obiettivi si inseriscono in uno scenario sempre più complesso e sfidante, che non può prescindere da una programmazione territoriale efficiente e coordinata degli interventi di sviluppo della RTN, delle richieste di connessione alla rete AT/AAT degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, dei sistemi di accumulo di energia e degli impianti di consumo.

GLOSSARIO e ACRONIMI

Econnextion:	piattaforma di Terna sulle richieste geolocalizzate di connessione rinnovabile alla rete di trasmissione elettrica
FER:	Fonti di Energia Rinnovabili
DDS22:	Documento di Descrizione degli Scenari 2022
GD:	Generazione Distribuita
GME:	Gestore Mercati Energetici
HVDC:	High Voltage Direct Current
MSD:	Mercato del Servizio di Dispacciamento
FF55:	Fit-for-55
MACSE:	Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico
MASE:	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
PdS23:	Piano di Sviluppo 2023 della Rete Elettrica Nazionale
PNIEC:	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
PPA:	Power Purchase Agreement
TE.R.R.A:	portale digitale di Terna su TErritorio, Rete, Rinnovabili e Accumuli

Un milione di chilometri di intelligenza al servizio di un mondo full-electric

Gianni Vittorio Armani *Direttore Enel Grids and innovability*

L'articolo descrive l'evoluzione regolatoria e infrastrutturale sottostante ai piani di sviluppo dei DSO in risposta all'attesa elettrificazione dei consumi e alla crescita della generazione rinnovabile

Introduzione

Il 2024 rappresenta un traguardo importante per i 100 anni della rivista L'Energia Elettrica che con i suoi contenuti ha approfondito il contesto elettrico nazionale, le sue peculiarità, l'esperienza e l'innovazione introdotta nel sistema elettrico italiano. Questo stesso anno ha visto l'avvio del sesto periodo di regolazione in materia di reti elettriche con l'approvazione delle regolazioni ROSS (regolazione per obiettivi di spesa e servizio), e delle innovazioni della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Anche grazie al supporto del quadro regolatorio, si è registrato un progressivo miglioramento delle prestazioni dell'infrastruttura elettrica di distribuzione che, a oggi, dimostra affidabilità ed efficienza anche in risposta alle emergenti sfide climatiche, tecnologiche e geopolitiche. Con un occhio al domani, le reti di distribuzione sono chiamate a rispondere ad una ulteriore evoluzione attraverso la predisposizione di Piani di Sviluppo pluriennali coerentemente costruiti sulle esigenze del paese Italia: dall'elettrificazione dei consumi, alla decarbonizzazione e digitalizzazione delle reti, nonché all'incremento della resilienza.

L'articolo illustra le caratteristiche associate all'attesa elettrificazione dei consumi e alla coerente crescita della generazione rinnovabile, prefigurando il contributo che una rete di distribuzione robusta, flessibile e intelligente può assicurare per lo sviluppo del sistema energetico e descrivendo le soluzioni tecnologiche - presenti e future - che Enel sta adottando, in Italia, a tale scopo.

L'evoluzione della qualità del servizio

L'attrattività di un territorio, sia per aspetti di produttività che per quelli residenziali, dipende in modo significativo da fattori di contesto, che possono incidere sia sulla produttività e competitività delle imprese sia sul benessere delle famiglie. Tra le variabili di contesto, la qualità della fornitura elettrica, nelle sue dimensioni di continuità e stabilità di tensione, assume un ruolo centrale e sempre più importante per la vita quotidiana e il lavoro, in un'epoca di crescente elettrificazione in risposta alle esigenze della transizione energetica.

Per stimolare non solo l'efficienza delle imprese nel settore energetico ma anche il miglioramento della qualità del servizio per gli utenti, le Autorità di regolazione europee hanno, da tempo, introdotto meccanismi incentivanti dedicati al settore della distribuzione elettrica volti a migliorare una serie di obiettivi comuni (aumentare la qualità delle forniture, diminuire i costi, garantire un accesso non discriminatorio alle proprie reti).

L'esperienza italiana di regolazione della qualità del servizio nel settore della distribuzione elettrica ha visto cinque revisioni tariffarie nelle quali si è registrato un significativo migliora-

mento delle prestazioni[1] come si può osservare in **figura 1** e **2**.

Il miglioramento si è evidenziato, non solo a livello di performance nazionale, ma anche sulla dimensione della riduzione del divario Nord-Sud, grazie ad un piano dedicato alla qualità del servizio iniziato nel 2020[2] che ha dato i suoi frutti già nel 2022 con una riduzione del 14% sul SAIDI, del 10% sul SAIFI + MAIFI e del 19% sulla deviazione standard rispetto alla prestazione media degli anni 2018 e 2019, [3].

All'inizio del percorso, coincidente con l'avvio del primo periodo regolatorio, si trattava di far evolvere le reti elettriche verso un livello di affidabilità ed efficienza garantito per tutto il Paese, che consentisse di assicurare la necessaria continuità del servizio elettrico all'utente.

Oggi il contesto energetico deve evolvere da questo paradigma verso una nuova dimensione che vede l'infrastruttura di distribuzione abilitatrice di un processo in cui l'utente è diventato il protagonista essenziale della decarbonizzazione del sistema elettrico.

[1] Sia in termini di durata delle interruzioni lunghe (SAIDI) che in termini di numero delle interruzioni lunghe e brevi (SAIFI+MAIFI).

[2] A seguito della delibera dell'Autorità 566/2019/R/eel articoli 27 e 27bis.

L'attuale contesto energetico

L'attuale contesto energetico nazionale e internazionale richiede una trasformazione delle reti elettriche e del ruolo degli operatori dei sistemi di distribuzione (DSO) per raggiungere gli obiettivi di sicurezza di approvvigionamento e di supporto alla transizione verso fonti energetiche rinnovabili. Il cambiamento climatico pone nuove minacce all'affidabilità dell'infrastruttura elettrica, richiamando la necessità di ingenti investimenti che devono essere supportati da un quadro normativo e regolatorio stabile e adeguato.

Al contempo, la transizione energetica sta accelerando la produzione di energia elettrica decentralizzata da fonte rinnovabili dando centralità ai consumatori "attivi" e promuovendo

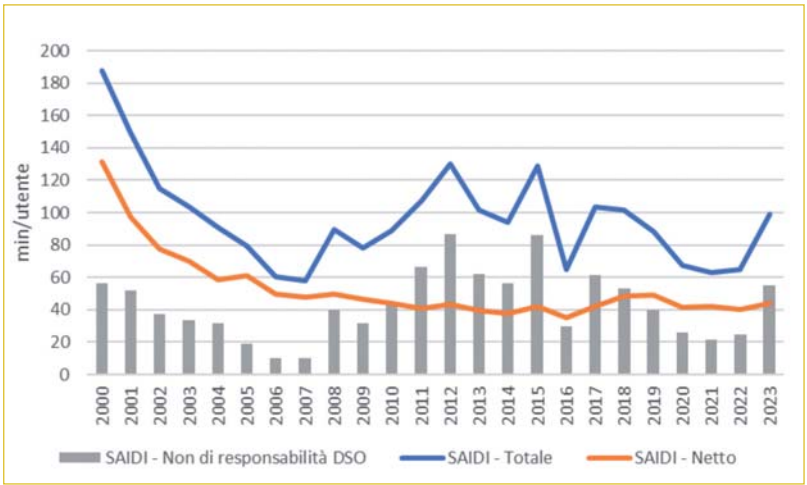


Figura 1
SAIDI 2000 - 2023 -
Fonte ARERA [1]

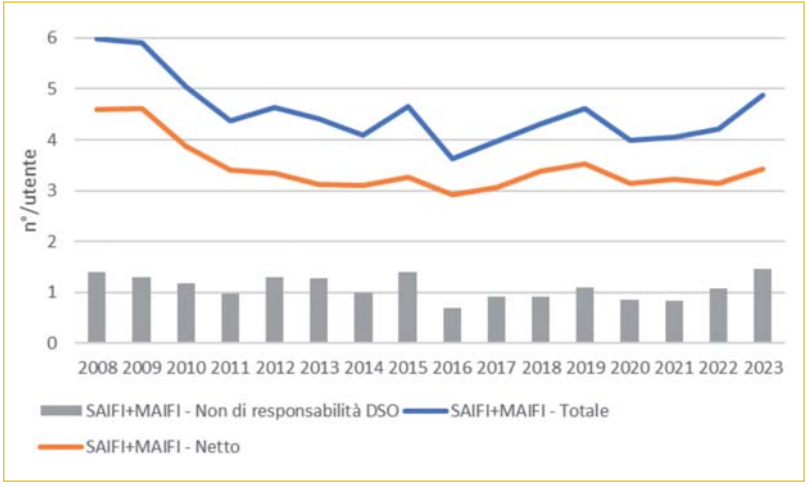


Figura 2
SAIFI + MAIFI 2008 - 2023 -
Fonte ARERA [1]

l'elettrificazione. Ciò comporta una maggiore responsabilità per i DSO nel garantire la capacità delle reti di supportare il raggiungimento dei target ambientali fissati. Infatti, gli obiettivi europei previsti dal pacchetto Fit-for-55 prevedono una riduzione del 55% delle emissioni di CO_2 al 2030 (rispetto ai valori del 1990). Questo implica che l'energia prodotta tramite fonti rinnovabili in Italia dovrà costituire almeno il 65% dei consumi finali nel settore elettrico nel 2030 (+ 10% rispetto a quanto precedentemente considerato dal PNIEC - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima).

Al fine di poter rispettare gli obiettivi del Fit-for-55, secondo le previsioni contenute nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022 (DDS) [4], redatto congiuntamente da Terna e Snam, occorrerebbero ulteriori 70 GW nel 2030 (rispetto ai 40 GW incrementali previsti dal PNIEC [5]). Tali obiettivi potrebbero essere ancora più sfidanti se si tenessero in considerazione i target previsti dal piano "REPowerEU" [6]. Gli Operatori sono chiamati ad imprimere una forte accelerazione agli investimenti sulle infrastrutture di rete di maggiore utilità per il sistema.

La regolazione italiana ha storicamente previsto, oltre al riconoscimento dei costi di investimento secondo un modello *rate-of-return*, una disciplina *output-based* in grado di favorire il perseguimento di obiettivi specifici di interesse per il sistema energetico. In tale direzione si può quindi inquadrare il recente intervento in tema di incentivo allo sviluppo e alla resilienza della rete di distribuzione che, come sopra menzionato, rappresentano a oggi le principali priorità del sistema elettrico.

Inoltre, occorre notare come ciò avvenga secondo un modello che anticipa il ricorso a due strumenti fondamentali per la futura declinazione c.d. integrale della regolazione per obiettivi di spesa e servizio (ROSS), quali l'analisi costi-benefici e la presentazione di piani di sviluppo da parte degli operatori.

La centralità del quadro regolatorio e normativo

Un contesto regolatorio stabile e affidabile è una condizione necessaria per favorire lo sviluppo della rete e gli investimenti necessari a sostenerlo. In tale direzione si è già mossa l'Autorità per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nel corso del 2023, seguendo un approccio di tipo sempre più *output-based* orientato al raggiungimento di obiettivi efficaci e sostenibili per il sistema. Con riferimento a quest'ultimo punto, a decorrere dal 1°gennaio 2024, con le Delibere 617/2023/R/eel e 614/2023/R/eel, l'ARERA ha provveduto all'aggiornamento della regolazione incentivante output-based della qualità del servizio - tecnica e commerciale - e della resilienza delle reti a valere per il sesto periodo regolatorio.

Con la Deliberazione 617/2023/R/eel e il relativo Allegato A "Testo Integrato della Regolazione Output-Based del Servizio di Distribuzione dell'Energia Elettrica - Periodo di regolazione 2024-2027" (TIQD), ARERA ha introdotto numerose modifiche al vigente quadro regolatorio che ne hanno radicalmente modificato l'impianto. Al Titolo 10 del suddetto provvedimento, denominato "Disposizioni di incentivazione correlata ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione", l'Autorità ha definito le disposizioni da applicarsi alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, soggette all'obbligo di predisporre **piani di sviluppo** della rete di distribuzione (ai sensi della deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel) definendo inoltre le prime previsioni specifiche sui meccanismi premiali incentivanti gli interventi presentati nel suddetto piano. La regolazione prevede una prima applicazione del meccanismo premiale di incentivazione degli interventi di sviluppo delle reti subordinata all'esecuzione di una Cost Benefit Analysis (CBA) con risultato positivo. Tale strumento risulta infatti di imprescindibile applicazione per stabile la giusta priorità agli interventi di sviluppo in un contesto in cui le scelte di investimento nel settore della distribuzione si confrontano con un dinamismo superiore a quanto accaduto in passato richiedendo un maggior grado di programmazione.

L'Autorità ha pienamente riconosciuto questo percorso ed è proprio per tale motivo che ha suggerito agli Operatori già dal documento di consultazione (DCO) 173/2023, rafforzato dagli orientamenti espressi nel DCO 239/2024, un coordinamento orizzontale tra DSO e un rafforzamento verticale con il TSO, nonché con Operatori di altri settori energetici con particolare riferimento al gas. Le imprese distributrici si sono, quindi, attivate sui temi quali analisi di scenario e determinazione dei benefici, sia individualmente, sia nell'ambito di una task force comune. Inoltre, le imprese distributrici hanno partecipato attivamente alle interlocuzioni con gli Operatori della trasmissione gas ed elettrica concentrandosi principalmente sulle modalità di implementazione degli scenari "nazionali" nelle diverse realtà locali. In merito a quest'ultimo punto l'Autorità ha sottolineato, già ad aprile

2023, un orientamento nel quale tutti "*[…] i Piani di sviluppo infrastrutturali siano riconducibili alle medesime ipotesi di scenario e a un coordinamento crescente tra le imprese distributrici, l'impresa maggiore della rete di trasporto del gas naturale e il gestore della rete di trasmissione nazionale.*"

I piani di sviluppo della rete di distribuzione

Il Piano di Sviluppo delle infrastrutture 2023 in [2] descrive gli interventi di maggiore rilievo per le attività di sviluppo della rete elettrica di distribuzione. Strutturato in sette capitoli, il piano affronta i seguenti aspetti chiave:

- Progetti di supporto alle infrastrutture: il piano prevede investimenti mirati a **migliorare la qualità del servizio e la resilienza delle reti** puntando a ridurre frequenza e durata delle interruzioni di corrente, a ottimizzare la gestione delle perdite di rete e a implementare tecnologie per la digitalizzazione della rete.
- Esigenze di **sviluppo degli impianti**: il piano prevede l'identificazione di aree geografiche con maggiore richiesta di energia e pianifica gli interventi necessari per potenziare la rete. Ciò include l'ampliamento delle sottostazioni, l'installazione di nuovi trasformatori e la realizzazione di linee elettriche ad alta tensione.
- Scenari evolutivi del sistema elettrico: il piano analizza le tendenze e **le sfide del settore energetico**, considerando l'aumento della produzione da fonti rinnovabili, l'elettrificazione dei consumi e la digitalizzazione delle reti.

Inoltre, ulteriori investimenti previsti nel periodo 2023-2026 sono contenuti all'interno dell'Addendum contenente gli interventi finanziati dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che include stream specifici per l'Hosting Capacity, l'Elettrificazione dei Consumi e la Resilienza delle reti.

In sintesi, il Piano di Sviluppo rappresenta un impegno concreto per garantire un sistema elettrico all'avanguardia, in grado di supportare le esigenze presenti e future del Paese (**figura 3**).

Investimenti mirati a migliorare la qualità del servizio e la resilienza delle reti

In relazione agli interventi di miglioramento della continuità del servizio, il Piano di Sviluppo offre una visione proiettata alla regolazione del sesto periodo regolatorio nel quale l'Autorità ha orientato gli Operatori verso un approccio maggiormente personalizzato che correli il risultato ottenibile con le risorse di investimento e di personale dell'impresa. Questo ha portato alla definizione di obiettivi personalizzati e basati sulle prestazioni storiche di ciascun ambito territoriale, superando anche i numerosi meccanismi di aggiustamento di dettaglio, che sono stati introdotti nel corso degli anni, con l'intenzione di intercettare alcune specificità dei vari ambiti territoriali. Per affrontare questo cambiamento profondo della regolazione le tipologie di intervento che sono state individuate riguardando tre aspetti principali:

- realizzazione di nuove linee MT, anche mediante la costruzione di nuove Cabine Primarie o centri satellite, con impatto sulla struttura delle reti AT e MT
- sostituzione di componenti della rete MT aventi caratteristiche tecniche non più adeguate
- incremento del grado di telecontrollo e/o automazione della rete.

Su quest'ultimo punto, l'impegno maggiore si è orientato verso l'adozione di tecnologie di diversa natura, nonché verso dispositivi e sensori capaci di generare e trasmettere informazioni sullo stato della rete, intendendo trasformare sempre più l'infrastruttura elettrica in una rete intelligente.

Tra i maggiori protagonisti del percorso di digitalizzazione della rete di distribuzione sono da

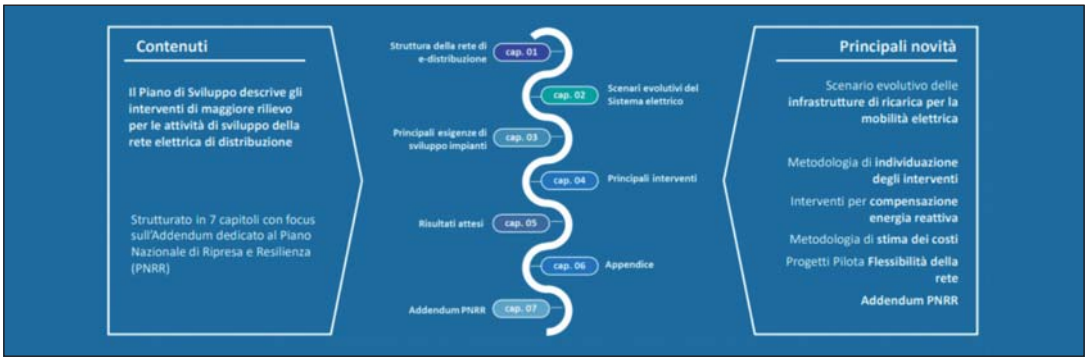


Figura 3
Struttura e contenuti del piano di sviluppo 2023 in [2]

annoverare il contatore elettronico di seconda generazione CE2G [8], la sensoristica all'interno delle cassette stradali [7], le tecnologie intelligenti presenti nelle cabine primarie e secondarie [10], in grado sia di fornire informazioni sui sistemi che sono presenti al loro interno, sia di eseguire "auto-analisi" e rendere l'infrastruttura completamente automatizzata.

I meccanismi regolatori stabiliti dall'ARERA, anche quelli più innovativi [11], sono da considerarsi un driver per l'utilizzo innovativo e spesso anticipatorio di nuove tecniche di automazione in grado di produrre il necessario miglioramento degli indicatori regolati di continuità del servizio. Nel corso degli anni sono state avviate diverse iniziative e progetti per la realizzazione di un sistema di telecomunicazione di massima affidabilità attraverso la rilegatura in fibra ottica delle cabine di trasformazione, circa 32.000 tra Cabine Secondarie e Primarie, e l'installazione degli apparati e protezioni digitali per consentire l'attivazione della nuova automazione evoluta della rete MT, prevista su circa 3.700 linee.

Sulla rete di distribuzione sono, quindi, presenti delle vere e proprie "sentinelle" ovvero nodi intelligenti distribuiti su tutto il territorio con il compito di fornire informazioni utili a determinarne lo stato, in tempo reale. È proprio la digitalizzazione delle reti che consente di rilevare le principali grandezze elettriche e ambientali per finalità di analisi attraverso algoritmi di intelligenza artificiale e intervenire tempestivamente su criticità e guasti, a vantaggio di tutti gli utenti, per assicurare la qualità del servizio in condizioni di esercizio ordinarie.

Nel nuovo scenario climatico occorre affrontare anche i temi di affidabilità della rete in condizioni emergenziali intervenendo con progetti specifici che riguardano la resilienza della rete.

Data la crescente frequenza e intensità degli eventi climatici estremi, è fondamentale svolgere analisi preventive per identificare le aree più vulnerabili della rete, in particolare quelle soggette a stress termico elevato. Queste analisi integrano dati storici e proiezioni future al fine di individuare sia i rischi associati a diversi scenari climatici che le aree della rete più esposte. I criteri utilizzati per la selezione degli interventi sulla rete mirano, quindi, a identificare le tratte prioritarie su cui intervenire al fine di evitare e/o mitigare gli effetti dei futuri scenari emergenziali.

Gli interventi identificati si sono concentrati sulle parti di rete che risultano inadeguate a far fronte alle condizioni di carico eccezionali, determinate dagli eventi estremi suddetti, e che sono maggiormente soggette sia ai guasti storici che a quelli prospettici dando priorità ai rami in dorsale di maggiore beneficio (**figura 4**).

L'obiettivo è quello di prevenire interruzioni prolungate e estese, ovvero il rischio di blackout locali, attraverso un mix ottimale tra le due seguenti macrocategorie di resilienza denominate:

- Resilienza tecnologica: interventi di potenziamento della rete mediante l'utilizzo di componenti singoli, e combinazioni di componenti, intrinsecamente resilienti, al fine di adeguare la rete esistente per far fronte alle condizioni di carico eccezionali che caratterizzano i fenomeni estremi.
- Resilienza sistemica: interventi mirati di aumento del grado di contro-alimentabilità della rete MT, attraverso la realizzazione di nuove linee (utilizzando la medesima componentistica di cui al punto precedente), allo scopo di incrementare le possibili vie di rialimentazione in configurazioni di rete di emergenza, caratterizzate dalla mancanza di disponibilità contemporanea di più linee o rami. Per consentire la realizzazione delle nuove linee MT può essere necessario prevedere nuovi impianti primari o l'ampliamento di impianti primari esistenti, anche solo per la compensazione delle maggiori correnti di cortocircuito dovute alla superiore estensione delle consistenze in cavo.

Figura 4
Fattori climatici di rischio e soluzioni tecniche

Esigenze di sviluppo degli impianti

La diffusione della **generazione distribuita da fonti rinnovabili** negli ultimi anni è stata caratterizzata dall'incremento in prevalenza delle connessioni alla rete di distribuzione di impianti di piccola taglia, anche per effetto del quadro legislativo, normativo e regolatorio. In Italia, durante tutto il 2023 sono state aggiunte quasi 1.000 nuove connessioni di generazione distribuita al giorno (circa 360.000 nuove connessioni), arrivando a un numero totale di circa 1,5 milioni di connessioni

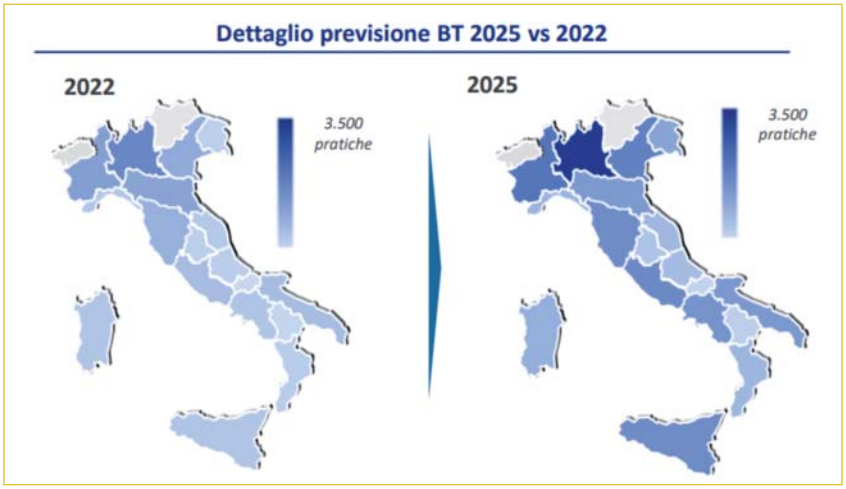


Figura 5
Evoluzione delle connessioni BT a livello territoriale. A sinistra, diffusione delle connessioni al 31.12.2022, a destra previsione delle connessioni al 31.12.2025

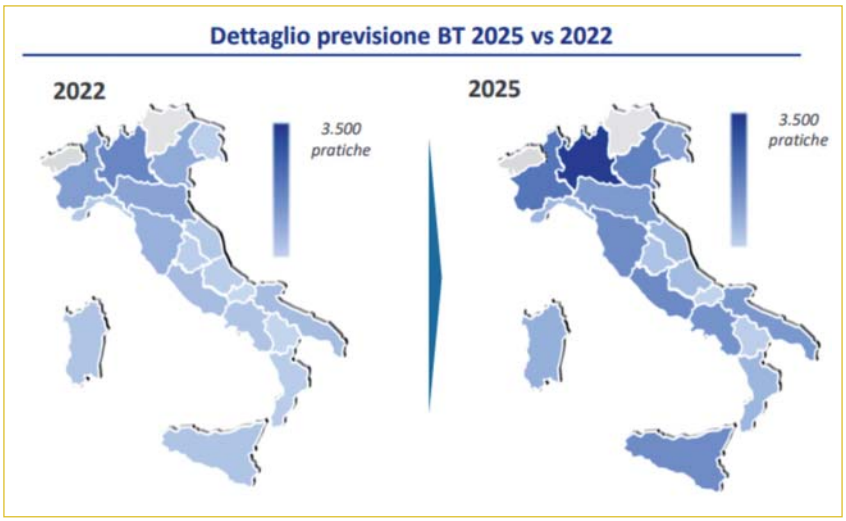


Figura 6
Evoluzione delle connessioni MT a livello territoriale. A sinistra, diffusione delle connessioni al 31.12.2022, a destra previsione delle connessioni al 31.12.2025

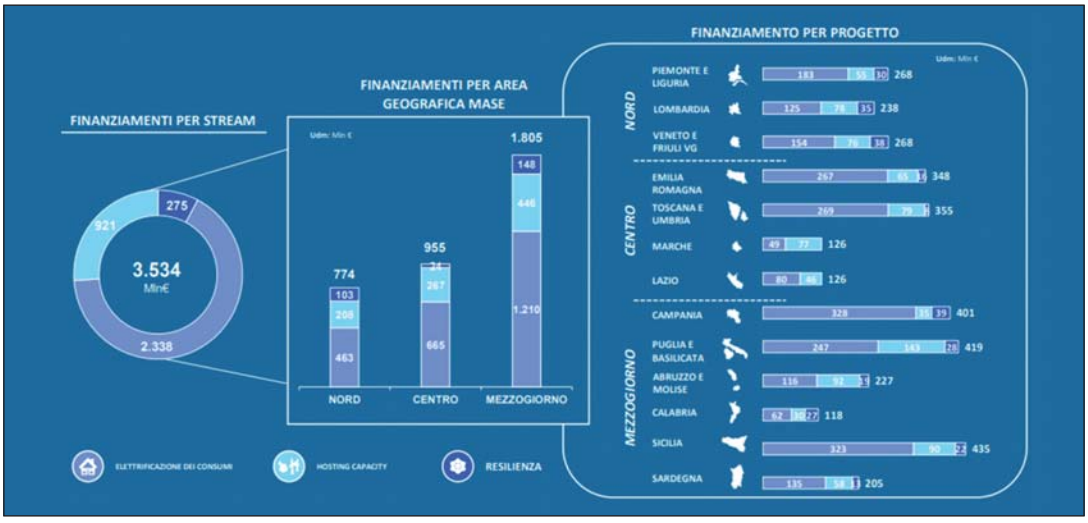


Figura 7
PNRR - Totale Progetti ammessi a finanziamento

di produttori e prosumer [8]. Tali fenomeni sono particolarmente evidenti soprattutto in alcuni contesti territoriali caratterizzati da condizioni ambientali, orografiche e climatiche favorevoli alla diffusione della generazione da fonti rinnovabili. In tali contesti, in presenza di condizioni di saturazione della rete, le soluzioni di connessione possono includere interventi complessi, spesso anche a livello di tensione superiore rispetto a quello al quale è prevista la connessione. Le soluzioni tecniche per fare fronte a tale situazione riguardano pertanto nuove cabine primarie su rete satura.

Le stime elaborate per l'incremento di potenza massima dovuta **all'elettrificazione dei consumi** si sono basate sugli scenari elaborati da Terna e Snam calati nella realtà locale, sulla correlazione dei trend di fabbisogno energetico con gli indicatori macroeconomici e sull'andamento storico del carico nelle Cabine Primarie. Tra i principali driver per la valutazione dell'impatto degli scenari sulla rete si menzionano i dati storici di potenza massima regionale, le stime di sviluppo dell'infrastruttura per la mobilità elettrica nonché le stime di variazione del PIL e l'impatto delle pompe di calore.

Per quanto concerne la mobilità elettrica, alla fine del 2022, le connessioni per ricarica pubblica presenti sulla rete Enel in Italia risultavano essere 10.584, per una potenza complessiva di 506 MW, di cui 391 MW in BT e 115 MW in MT. Negli ultimi anni la diffusione della mobilità elettrica è stata caratterizzata da un generale incremento delle richieste di connessione alla rete di distribuzione con particolare riferimento alla MT, in linea con lo sviluppo di un modello focalizzato alla riduzione dei tempi di ricarica sempre più incentrato su stazioni veloci e ultraveloci. In **figura 5** e **6** è rappresentata l'evoluzione del numero di connessioni a livello territoriale al dicembre 2025. Al 2025 si prevede un incremento di 1.570 MW di potenza installata per l'infrastruttura di ricarica elettrica con oltre 14.400 nuove connessioni previste rispetto al 2022.

Lo sviluppo dell'infrastruttura elettrica ha visto un riconoscimento anche nel Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR), per il periodo 2023-2026. Di fatto, gli stream di finanziamento ripercorrono quanto già esposto nei precedenti paragrafi riconoscendo a livello politico l'importanza di sviluppare una rete adeguata ad accogliere maggiori volumi di rinnovabile (hosting capacity) e di carico (elettrificazione dei consumi) e una attenzione al cambiamento climatico riconoscendo finanziamenti dedicati alla resilienza (**figura 7**).

Conclusioni

L'esperienza italiana sui temi di decarbonizzazione e digitalizzazione delle infrastrutture è considerata di riferimento anche in ambito internazionale ed extra-europeo attraverso un impegno significativo per garantire un futuro sostenibile e affidabile per la rete di distribuzione elettrica.

In questa direzione si sta muovendo già da tempo Enel in Italia attraverso la realizzazione di una rete in grado di sostenere la progressiva decarbonizzazione, garantire una sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili mantenendo al contempo la sicurezza della fornitura anche in un quadro caratterizzato da eventi climatici avversi sempre più frequenti e intensi.

Attraverso investimenti mirati su resilienza, sull'espansione delle infrastrutture per accoglimento di nuova generazione rinnovabile, aumento del carico per la mobilità elettrica ed elettrificazione dei consumi, Enel in Italia si posiziona al centro della transizione energetica con un piano che affronta non solo le sfide attuali, ma anche le esigenze future, promuovendo l'efficienza, la sicurezza e la decarbonizzazione.

bibliografia

[1] Relazione Annuale, Stato dei servizi 2023, vol. 1, *ARERA*, 2024.

[2] Piano di Sviluppo delle infrastrutture 2023, versione aggiornata post-consultazione, *E-distribuzione*, 2023.

[3] Webinar Piano di Sviluppo delle infrastrutture, *E-distribuzione*, 23 Novembre 2023.

[4] Documento di Descrizione degli Scenari 2022 (DSS), *Terna/Snam*, 2022.

[5] Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*, 2023.

[6] Piano REPowerEU, *Commissione Europea*, 2022.

[7] G. Bianco et al.: Smart street box: an innovative approach to remote control, monitoring & automation for lv smart grids. *The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Online Conference, CIRED* 2021, pp. 1687-1691, doi: 10.1049/icp.2021.1747.

[8] Enel: nel 2023 nuovo record di connessioni di produttori e prosumer alle sue reti per la transizione energetica, *comunicato stampa*, 5 marzo 2024.

[9] A. Piti et al.: Smart Metering 2g - Evolution of a smart metering experience, *25th International Conference on Electricity Distribution, CIRED* 2019 - https://cired-repository.org/handle/20.500.12455/572

[10] C. Noce et al.: Enel grid digitalization through multifunctional control and protection devices. *25th International Conference on Electricity Distribution, CIRED* 2019.

[11] M. Di Napoli et al.: From ordinary incentives regulation to sandboxes: a new way to enhance continuity of supply, *27th International Conference on Electricity Distribution, CIRED* 2023, pp. 3082-3085, doi: 10.1049/icp.2023.0906.

Dal 1897 l'AEIT promuove e diffonde in ambito nazionale lo studio dell'elettricità e lo sviluppo delle sue applicazioni nei campi dell'energia, delle telecomunicazioni, dell'automazione e del trattamento dell'informazione.

Tale missione si concretizza in numerose attività culturali, tra le quali l'organizzazione di conferenze, giornate di studio, seminari e visite tecniche, nonché attraverso l'assegnazione di premi e borse di studio rivolte ai giovani.

Ogni anno AEIT, con le sue 19 Sezioni e 4 Societies, organizza su tutto il territorio nazionale oltre 100 incontri rivolti ai propri Soci, Aziende e a tutti gli operatori del settore sui temi più attuali e rilevanti del sistema energetico italiano con particolare riferimento alle nuove tecnologie emergenti e alle infrastrutture.

AEIT 1897

Per ulteriori informazioni e iscrizioni:

AEIT - Ufficio Centrale - Via Mauro Macchi, 32 - 20124 Milano

tel. 02.87389960 - fax 02.66989023 e-mail: soci@aeit.it - web: www.aeit.it

Sistemi di monitoraggio delle reti elettriche:

un "accessorio" indispensabile per i cavi del futuro

Roberto Candela *CEO di EOSS*

L'energia elettrica è essenziale per le nostre vite e ci consente di fare qualsiasi cosa, ma come la produciamo, come viene trasmessa, come la usiamo e come la gestiamo ha un impatto sul presente e sul futuro che non è immediatamente percepibile

Introduzione

L'energia elettrica è essenziale per le nostre vite e ci consente di fare qualsiasi cosa, ma come la produciamo, come viene trasmessa, come la usiamo e come la gestiamo, ha un impatto sul presente e sul futuro che non è immediatamente percepibile.

È solo di recente che ci si è resi conto che anche l'energia elettrica è leggibile attraverso i dati e che la lettura di tali dati è essenziale per diagnosi accurate e oggettive di qualsiasi sistema elettrico.

Dal 2006 Prysmian Group si è impegnata nello sviluppo di tecnologie complementari ai cavi che consentono di raccogliere tutti questi dati, che si basano su algoritmi di intelligenza artificiale e su tecnologie di sensing brevettate dal Gruppo e che si concretizzano in un portafoglio di prodotti e servizi - progettati, sviluppati, prodotti, venduti ed installati chiavi in mano dal Gruppo stesso sotto il marchio EOSS - integrati con i propri sistemi in cavo.

Nei grandi sistemi elettrici di altissima, alta e media tensione, i dati che consentono di adottare un approccio predittivo provengono da: scariche parziali, correnti di carico e di schermo, temperature, pressioni di gas e/o di olio, eventi acustici generati da guasti, intrusioni di agenti esterni (accidentali e non), fulmini, incendi. Da questi dati vengono ricavate le informazioni diagnostiche per garantire al sistema cavo (interrato, sottomarino o in posa aerea) maggiore affidabilità e resilienza agli eventi esterni che potrebbero danneggiarlo.

Inoltre, anche la bassa tensione, quella delle nostre case, degli uffici e della piccola impresa, ha bisogno dei sistemi di monitoraggio. I crescenti consumi elettrici guidati dalla transizione energetica e la sempre maggiore attenzione all'ambiente ed all'uso sostenibile dell'energia richiedono una maggiore consapevolezza.

Il futuro è una rete elettrica sia essa di trasmissione e distribuzione o semplicemente un impianto elettrico domestico che sia in grado autonomamente di localizzare il problema e indirizzare il gestore o l'utente finale verso una rapida soluzione dello stesso.

L'energia elettrica e il *data driven power*

Viviamo in un'epoca in cui le nostre azioni sono sempre più guidate dalle informazioni che si ricavano dalla lettura dei dati e quanto più il dato è oggettivo, tanto maggiore è l'impatto che esso ha sulle decisioni e sulle azioni da intraprendere a seguire.

L'energia elettrica generata da un impianto di qualsiasi natura viene trasmessa e distribuita ai centri di utilizzo (centri abitati, poli industriali, etc.) attraverso infrastrutture che devono garantire **continuità di fornitura** e che sono progettate e realizzate con questo preciso obiettivo.

Per garantire la continuità del servizio, i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione in passato si sono affidati principalmente alla manutenzione ordinaria, straordinaria e in alcuni casi anche preventiva di tali infrastrutture, ma nel tempo si sono resi conto che questo nonera sufficiente sia per i costi elevati che questa "strategia" implica, sia per la quantità di personale specializzato necessario per implementarla.

È quindi emerso che l'unico modo per tutelare in maniera efficace la continuità del servizio di una infrastruttura, sia essa di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica, è procedere con un approccio predittivo e la predizione può essere effettuata solo raccogliendo un grande volume di dati relativi al funzionamento dell'infrastruttura stessa.

In fase di **installazione**, l'analisi dei dati proveniente da sistemi di misura o monitoraggio consente di determinare se il sistema è stato installato correttamente e se è in grado di erogare le prestazioni richieste. Avere la possibilità di sostituire un componente prima che il sistema vada in esercizio o di diagnosticare un potenziale guasto prima che lo stesso si concretizzi rappresenta la priorità. Infrastrutture come queste sono progettate per restare in esercizio decine di anni. La "**mortalità infantile**" di un componente, se intercettata tempestivamente può non comprometterne l'affidabilità per l'intero ciclo di vita. Questo tipo di approccio, diffuso da parecchi anni nei sistemi di alta tensione sia AC che DC in tutto il mondo, non è ancora diffuso né sulle reti di distribuzione né all'interno delle reti di bassa tensione che arrivano fin dentro le nostre case.

In **fase di esercizio**, l'analisi di dati in tempo reale può aiutare a prevedere possibili guasti o malfunzionamenti. La previsione dei guasti consente **di programmare le interruzioni del servizio** necessarie agli interventi di manutenzione e riparazione di un'infrastruttura elettrica, avere a disposizione i pezzi di ricambio necessari per eventuali interventi di riparazione e genera benefici per tutti gli attori coinvolti nella generazione, nella trasmissione e nell'utilizzo dell'energia elettrica.

Sulle reti di alta e altissima tensione, e quindi nelle reti di trasmissione, la previsione di un guasto consente non solo di programmare eventuali interruzioni del servizio elettrico e di adottare eventuali soluzioni di *back-up*, ma anche di scongiurare eventuali gravi danni fisici all'infrastruttura o alle persone, minimizzando i danni e gli impatti economici.

Nel caso della distribuzione di energia invece, reti generalmente esercite in media tensione, il beneficio della previsione del guasto e la programmazione di sospensioni del servizio consente di non danneggiare la redditività dell'impianto che, altrimenti, per ogni minuto di fuori servizio registrerebbe ingenti perdite economiche.

Su un grande interconnettor di altissima tensione (500 kV, 2 GW di potenza) la perdita per la mancata erogazione dell'energia elettrica può arrivare fino a oltre 700,000 € al giorno.

Quali parametri monitorare?

Nei grandi sistemi elettrici di altissima, alta e media tensione i dati che consentono di adottare un approccio predittivo sono: scariche parziali, correnti di carico e di schermo, temperature, pressioni ed eventi acustici (**figura 1**).

Le **scariche parziali** sono fenomeni che si possono generare all'interno del materiale di isolamento (dielettrico) dei cavi e dei relativi accessori e la cui presenza alla lunga danneggia il materiale all'interno del quale si manifestano, fino a causare il guasto dell'intero cavo. Piu dell'85% dei guasti su sistemi in cavo interrati sono anticipati dalla presenza di scariche parziali. Le scariche parziali sono una materia complessa che meriterebbe di essere approfondita altrove; tuttavia, viene considerato l'indicatore diagnostico predittivo più interessante per i sistemi elettrici operanti sopra i 3kV (**figura 2**).

La **corrente di carico** è un parametro fondamentale perché è la corrente che viene trasportata realmente da un cavo; pertanto, conoscerne esattamente il valore consente di sapere se il cavo sta effettuando correttamente il proprio lavoro e soprattutto se lo sta facendo nel rispetto dei limiti tecnici imposti dal design del sistema. Questa informazione, strategica sia per i cavi interrati che per le linee aeree, consente di conoscere grazie a un modello matematico e congiuntamente alla temperatura del cavo, quanto il cavo stia funzionando vicino al suo limite e po-

Figura 1
Sistema di monitoraggio di scariche parziali, DTS e DAS in tunnel

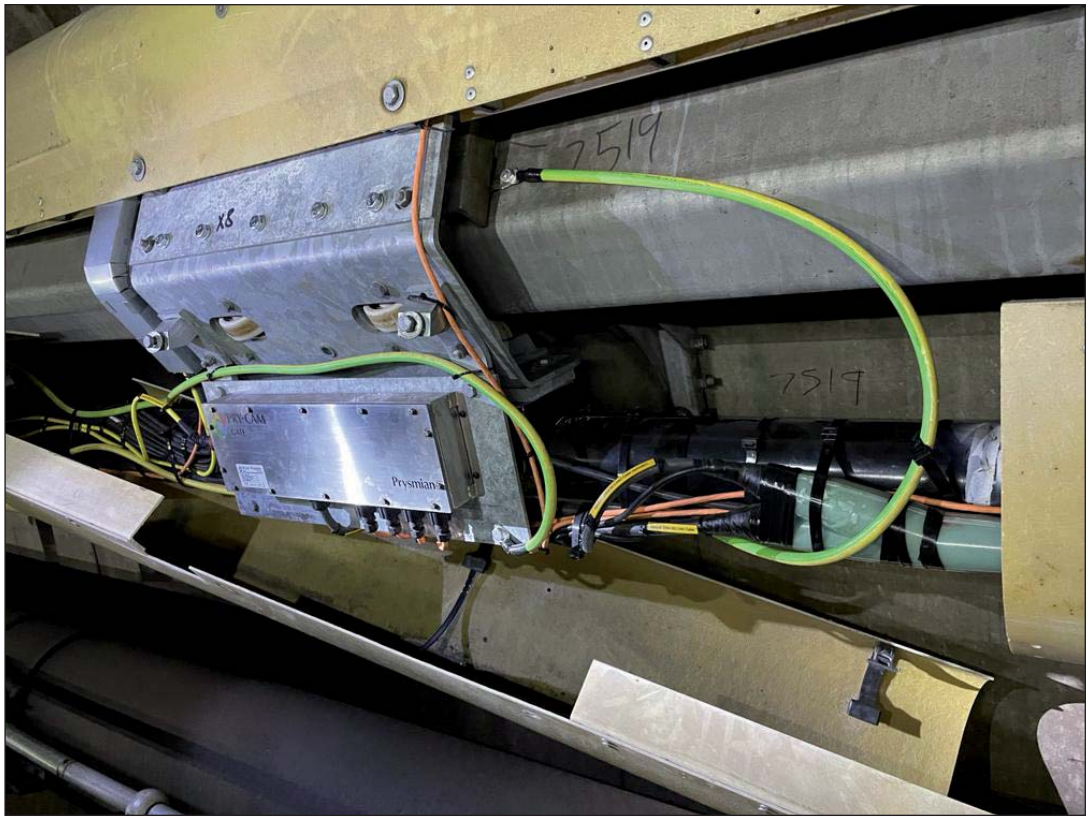


Figura 2
Sistema di monitoraggio di scariche parziali in DC

ter intervenire sulla corrente di carico di conseguenza. Questa funzionalità si chiama RTTR - *Real Time Thermal Rating*.

La corrente di carico viene inoltre impiegata all'interno di altri modelli matematici che considerano le condizioni di posa e parametri relativi all'ambiente marino per ricavare la profondità di interramento dei cavi sottomarini, il cosiddetto *Depth of Burial* - DOB. Delle volte, l'azione delle maree, delle correnti o interventi dell'uomo possono scoprire il cavo mettendone in pericolo la capacità di esercizio.

Le **correnti di schermo** sono un effetto collaterale della trasmissione dell'energia elettrica da parte di un sistema in cavo che, indipendentemente dalla configurazione del sistema, devono essere mantenute sempre sui livelli più bassi possibili. Questo perché l'effetto termico delle correnti di schermo sui cavi di alta tensione limita inevitabilmente la portata di questi ultimi per cui mantenere sotto controllo queste correnti consente ai cavi di portare sempre la massima corrente.

Anomalie dei valori delle correnti di schermo sono inoltre indice di danni sui rivestimenti dei cavi o ingresso di acqua negli accessori o problemi ai collegamenti di terra (**figura 3**).

Figura 3
Andamento correnti di schermo in sistema con cross bonding

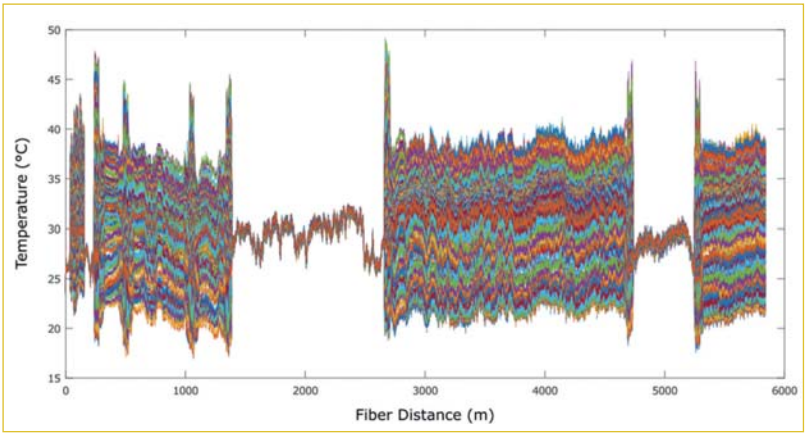


Figura 4
Profilo di temperatura lungo un cavo sottomarino rilevato da un DTS

La loro analisi in tempo reale si è dimostrata molto efficace per gestire correttamente questi sistemi nel tempo.

Abbiamo già visto quanto la **temperatura** rappresenti un parametro rilevante.

In un sistema elettrico, la temperatura è funzione della capacità di un cavo di disperdere il calore generato dal passaggio della corrente. La portata massima di un cavo è strettamente legata alla capacità del cavo stesso di disperdere calore. Un incremento di temperatura locale anomalo è quindi sintomo che il cavo, nel punto in cui è stato rilevato tale incremento, non è in grado di portare la massima corrente. Questo avviene sia nelle linee in cavo interrato, sia nelle linee aeree. In questi sistemi, quando equipaggiati con fibra ottica avente la funzione di sensore, **figura 4**, è possibile misurare questo parametro in tempo reale per l'intera lunghezza del cavo.

Grazie alla tecnologia DTS - *Distributed Temperature Sensing*, è possibile ottenere una maggiore sicurezza dell'infrastruttura nel normale esercizio e uno sfruttamento vicino al limite quando necessario.

La misura della **pressione** in un sistema elettrico viene utilizzata per verificare il corretto livello di vari materiali isolanti di natura fluida o gassosa. È utile per verificare il corretto riempimento di componenti di rete come terminali di trasformatori immersi in olio, interruttori a isolamento gassoso (GIS - Gas Insulated Switchgear) e giunti di transizione, che altrimenti, privi della quantità di materiale isolante corretta ed alla giusta pressione, potrebbero generare dei guasti. Anche in questo caso, l'informazione in tempo reale consente di prevenire guasti che altrimenti potrebbero avere effetti spesso devastanti su componenti molto costosi e strategici per il sistema.

Negli ultimi anni, inoltre, i sistemi di trasmissione dell'energia in cavo hanno beneficiato di una delle tecnologie più diffuse nel monitoraggio di oleodotti e gasdotti ed in generale largamente impiegata nel mondo Oil & Gas. Si tratta della tecnologia DAS - *Distributed Acoustic Sensing*, che consente di monitorare gli eventi acustici che si possono verificare nell'intorno di un cavo. Questa tecnologia da qualche anno si applica anche a cavi di alta tensione interrati o sottomarini equipaggiati con fibra ottica interstiziale o in bundle e consente di rilevare, grazie al massivo uso di Intelligenza artificiale, differenti

tipologie di eventi acustici, alcuni poco pericolosi (movimento terra, treni, passaggio di navi), altri più pericolosi quali ad esempio lavori di scavo, ancore, reti da pesca (**figura 5**).

Recentemente la tecnologia è stata pure applicata alle linee aeree per la segnalazione di intrusione sui tralicci e la localizzazione di guasti dovuti a fulmini e corto circuiti.

Questi ultimi eventi, che, come si è detto, possono danneggiare il cavo, ultimamente sono stati affiancati da altri eventi causati dall'uomo derivanti dalle crescenti tensioni politiche e dalle conseguenti azioni militari contro sistemi strategici quali appunto i cavi sottomarini sia di potenza che per telecomunicazioni. I sistemi DAS sono lo strumento ideale per prevenire azioni di questo tipo.

Per il gestore di una rete elettrica con linea in cavo (aerea o interrata), l'adozione di un sistema di monitoraggio integrato si è dimostrata efficace per identificare eventuali condizioni di malfunzionamento del sistema elettrico monitorato e prevenire l'insorgere di potenziali eventi disastrosi, consentendo interventi tempestivi e preventivi.

E in casa?

La necessità di raccogliere dati per comprendere l'efficienza di un sistema elettrico, garantirne la sicurezza e adottare misure di intervento programmate senza causare disagi o, peggio, perdite economiche non si limita solo al mondo della trasmissione e della distribuzione di energia, ma si applica anche al mondo dell'uomo comune e agli impianti elettrici domestici e commerciali.

Più dell'80% degli incendi domestici è causato da guasti elettrici.

Questo perché l'impianto elettrico è una componente non visibile in una casa e non è quasi mai considerato soggetto ad usura e a naturale obsolescenza. Di conseguenza, una volta ottenuta la certificazione necessaria per legge, la sua manutenzione è praticamente nulla se non sporadica, o effettuata solo in seguito a un malfunzionamento o quando è ormai troppo tardi per agire.

Ecco perché la comunità degli installatori concorda sul fatto che è necessario promuovere una cultura diffusa della sicurezza degli impianti elettrici, attraverso la conoscenza delle caratteristiche degli impianti e delle strutture della propria abitazione, al fine di programmare con consapevolezza un'adeguata attività di manutenzione ed evitare potenziali rischi, **figura 6**.

Anche nel caso di impianti elettrici di bassa tensione la raccolta e la lettura dei dati gioca un ruolo molto importante.

Al fine di fornire a installatori e a imprese di manutenzione una soluzione di facile utilizzo, Prysmian ha realizzato **Omhero**, un sistema brevettato per monitorare in modo rapido e approfondito gli impianti elettrici in bassa tensione (domestici e non) che permette di rilevarne i principali parametri, ridurre il tempo di analisi e generare in tempo reale un allegato tecnico di sintesi dei risultati delle prove effettuate utili al rilascio della dichiarazione di conformità

Tuttavia, Omhero non si presenta solo come una soluzione fondamentale per rendere più semplice ed efficiente il controllo degli impianti elettrici da parte di professionisti del settore e garantire sicurezza e longevità agli impianti elettrici in bassa tensione Omhero offre soprattutto all'utente domestico, una soluzione per richiamare l'attenzione su situazio-

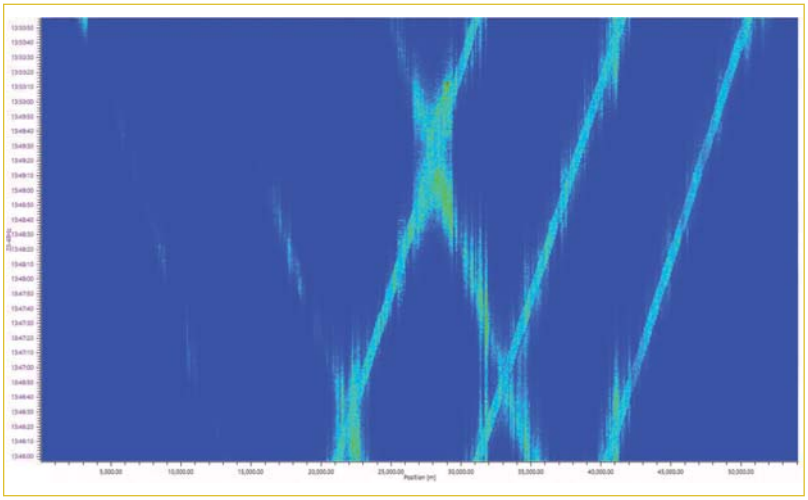


Figura 5
Immagine acustica ricavata lungo un tunnel ferroviario da un DAS

Figura 6
Installazione di Omhero in un quadro elettrico domestico

Figura 7
Omhero monofase e trifase

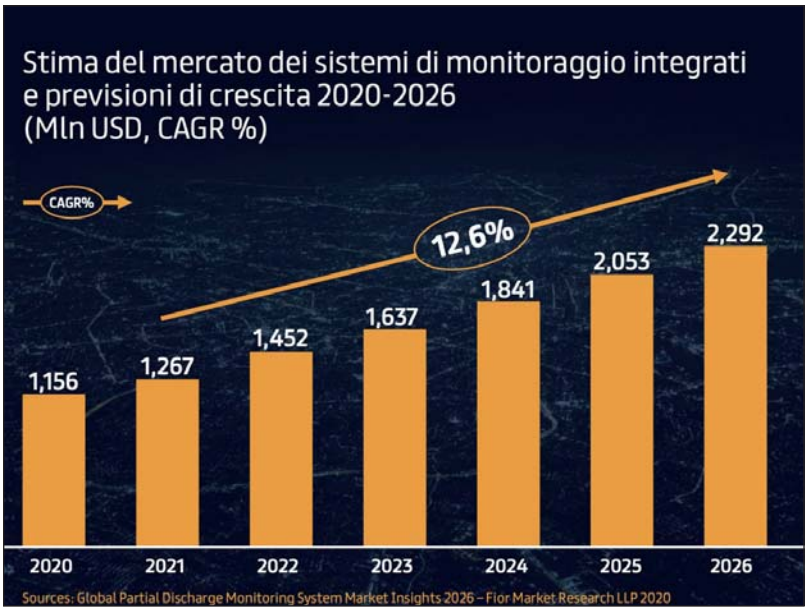


Figura 8
Andamento del mercato dei sistemi di monitoraggio

ni potenzialmente preoccupanti, ma non visibili, rendendo quindi percepibili i sintomi nascosti di possibili guasti dell'impianto e consentendo di capire quando è il momento giusto per chiamare un elettricista. Uno strumento per accrescere la nostra consapevolezza energetica e per aumentare la sicurezza attiva delle nostre abitazioni (**figura 7**).

Conclusioni

L'intera industria dell'energia elettrica sta adottando in maniera sempre più ricorrente una nuova filosofia di gestione dell'energia, che si basa sulla raccolta delle informazioni relative ai sistemi elettrici di qualsiasi classe di tensione, e sull'accessibilità a queste informazioni in tempo reale e da remoto tramite Cloud, come dimostrano le previsioni di crescita del mercato dei sistemi di monitoraggio per i prossimi cinque anni, **figura 8**.

Le complessità dei sistemi elettrici sono aumentate talmente tanto che non è più possibile aspettare semplicemente che si verifichi un guasto, avere la segnalazione e intervenire. Bisogna capirlo in anticipo.

Con la tecnologia di EOSS, Prysmian è riuscita a trasformare questa filosofia in un'offerta di prodotti e servizi per i propri clienti, i quali sempre di più scelgono di affidarsi all'*Internet of Things* per attuare una vera e propria rivoluzione nella gestione dei propri asset elettrici attraverso il monitoraggio predittivo e in tempo reale delle condizioni di salute degli stessi.

Flessibilità: raccomandazioni per le reti elettriche a prova di futuro

Flavio Villa *Italy Country Managing Director, Hitachi Energy*

La flessibilità è da sempre importante per il corretto funzionamento delle reti elettriche, ma con l'implementazione diffusa di FER diventa la priorità. Hitachi Energy ha stilato alcune raccomandazioni, dopo un approfondito studio del contesto

Introduzione

Il centesimo compleanno de L'Energia Elettrica, rivista prestigiosa e autorevole, cade in un momento inedito - quasi magico - per il settore, che sta guidando la rapida accelerazione della transizione verso l'energia pulita in molti paesi a livello globale, con l'Europa a fare da apripista.

Attualmente, l'elettricità rappresenta un quarto dell'energia consumata nel continente, ma è destinata a crescere. L'UE punta ad aumentare la quota di elettricità nel mix energetico al 75% entro il 2050: il 57% del consumo energetico sarà alimentato direttamente dall'elettricità e un altro 18% dall'idrogeno verde e dai suoi derivati[1]. L'elettricità, quindi, sarà la spina dorsale del futuro sistema energetico europeo a zero emissioni, intergrata da altre fonti energetiche pulite.

Ciò significa che entro il 2050 avremo bisogno di una capacità di produzione di energia elettrica quattro volte superiore e dovremo trasmettere una quantità di energia elettrica fino a tre volte superiore rispetto al 2020. Gran parte di questa capacità di generazione elettrica proverrà da fonti rinnovabili variabili.

Ma attenzione.

L'eolico e il solare sono una risorsa importante per la decarbonizzazione del sistema energetico. Tuttavia, esistono limiti intrinseci alla controllabilità dell'energia da fonti rinnovabili che complicano quel bilanciamento di domanda e offerta di energia che gli operatori devono costantemente assicurare.

Per continuare con successo il percorso verso l'energia pulita degli ultimi 10-15 anni, servirà un sistema energetico in grado di gestire grandi flussi di energie rinnovabili variabili, aiutato dall'elettronica di potenza e monitorato e controllato da sistemi digitali.

Si profila un sistema complesso - per non dire complicato - che per funzionare correttamente necessiterà di molta flessibilità.

Se tradizionalmente ai sistemi elettrici si chiedevano affidabilità e stabilità, ora si chiedono resilienza e flessibilità, due caratteristiche che meglio si adattano al contesto dinamico attuale.

La parola chiave dell'elettricità del futuro è proprio *flessibilità*, intesa come *versatilità* e come "capacità di un sistema elettrico di adattarsi alla variabilità dei modelli di generazione e consumo e alla disponibilità della rete, in tutte le fasce orarie del mercato" come definito dalla Commissione Europea all'interno del Regolamento sulla ri-

[1] https://windeurope.org/newsroom/press-releases/wind-will-be-half-of-electricity-in-a-climate-neutral-europe/

forma dell'assetto del mercato elettrico dell'UE[2].

Infatti, sebbene i sistemi elettrici ne abbiano sempre avuto bisogno per bilanciare la domanda e l'offerta, secondo uno studio del Centro Comune di Ricerca della Commissione Europea - CCR[3], i requisiti di flessibilità per i sistemi elettrici dell'Unione Europea sono destinati ad aumentare in modo significativo. Nel 2021 erano pari all'11% della domanda totale di elettricità nell'UE. Si prevede di arrivare al 24% nel 2030 e al 30% nel 2050.

Hitachi Energy ha studiato[4] il tema della flessibilità del sistema energetico, le dinamiche e le possibili strategie, evidenziando come ci siano quattro ambiti di azione principali (**figura 1**): l'ottimizzazione dello sfruttamento delle opzioni lato dell'offerta (generazione); il miglioramento della capacità di controllo del lato della domanda (carico); l'adozione massiccia di apparati e soluzioni di stoccaggio dell'energia; l'ampia implementazione di sistemi di regolazione attivi delle reti e la moltiplicazione del numero e qualità tecnologica degli interconnettori. Insieme, queste quattro leve offrono un'alternativa alla capacità controllabile offerta dalle centrali elettriche convenzionali.

Sul fronte dell'offerta, per esempio, l'imprevedibilità e la variabilità delle rinnovabili possono essere "neutralizzate" da altre fonti a basse emissioni di anidride carbonica, diverse a seconda dell'orizzonte temporale che si considera, quali - per citare i principali - le biomasse, il geotermico, l'idroelettrico. Alcuni paesi, per esempio, stanno valutando l'introduzione del nucleare di nuova generazione, con impianti di piccola taglia rispetto ai colossali generatori concepiti alcuni decenni fa. Tale scelta favorisce il radicamento nel territorio e la stabilizzazione statica e dinamica della rete. Questa opzione potrebbe sembrare contraddittoria rispetto alla necessità di puntare sull'integrazione delle rinnovabili, ma al contrario la presenza di tali elementi stabilizzanti favorirà una migliore controllabilità delle FER, che possono così essere ottimizzate per coprire le esigenze sia nel breve che nel lungo termine.

Meglio ancora sarebbe invertire le dinamiche, grazie alle tecnologie digitali: non più l'offerta guidata dalla domanda, ma la domanda ottimizzata dall'offerta, così da minimizzare l'eventuale necessità di distacco delle FER in caso di sovra-generazione delle rinnovabili. Si pensi alla possibilità di un pricing dinamico, che incentivi o disincentivi i consumi in modo da stabilizzare la rete. Oppure si pensi alla possibilità di generazione e accumulo distribuiti, offerti, per esempio, dai pannelli solari domestici e dalle batterie delle auto. Ovviamente l'effetto si vedrà quando la loro distribuzione sarà più capillare.

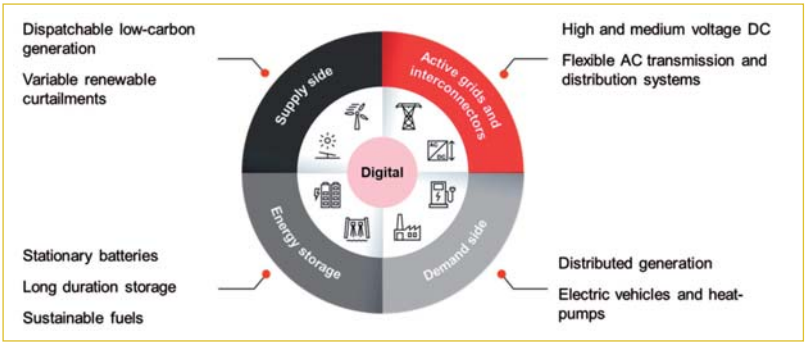


Figura 1
Le dimensioni della flessibilità, con il digital al centro - *Credit: Hitachi Energy*

[2] https://www.consilium.europa.eu/it/policies/electricity-market-reform/

[3] https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/future-eu-power-systems-renewables-integration-require-7-times-larger-flexibility-2023-06-26_en

[4] https://www.hitachienergy.com/news/features/2024/03/grid-flexibility-will-be-key-to-handle-increasing-complexities

[5] https://ourworldindata.org/energy/country/japan#how-much-electricity-does-the-country-consume-each-year

Lo storage, quindi, è un'altra leva per la flessibilità. Un caso tipico è l'impianto idroelettrico con pompaggio, che usa l'elettricità da assorbire per pompare l'acqua da valle a monte, e la produce quando serve. Un'altra modalità è il BESS - *Battery Energy Storage System*, per l'ottimizzazione dell'autoconsumo o il backup.

Un altro fattore abilitante è l'elettronica di potenza, senza dimenticare il ruolo determinante della regolamentazione e dei modelli di business che plasmano il sistema, al di là delle tecnologie disponibili.

Questi studi hanno di fatto condotto all'elaborazione di raccomandazioni, per consentire al sistema elettrico di utilizzare tutte le leve di flessibilità disponibili.

I sistemi energetici odierni si trovano ad affrontare due sfide principali: la necessità di maggiore capacità e la crescente complessità del sistema.

L'incremento della generazione da rinnovabili e della capacità di rete è una priorità per i governi, le autorità di regolamentazione, gli operatori di rete e gli altri stakeholder del settore energetico.

Tuttavia, il sistema energetico diventa sempre più dipendente da fonti rinnovabili variabili distribuite sul territorio. A ciò si aggiunga la progressiva l'elettrificazione dei trasporti, del riscaldamento e dei processi industriali.

Consideriamo per esempio la crescente domanda di elettricità da parte dei data center, delle applicazioni che usano l'intelligenza artificiale e del mining delle criptovalute. La domanda derivante da questi carichi aggiuntivi potrebbe raddoppiare entro il 2026 fino a superare i 1.000 TWh, più o meno equivalente al consumo annuale di elettricità del Giappone[5].

È evidente che ci troviamo di fronte a un nuovo scenario, che richiede grande attenzione e nel quale la flessibilità diventa prioritaria per consentire al sistema energetico di gestire in modo economicamente vantaggioso l'incertezza e la variabilità della domanda e dell'offerta in tutti i momenti.

Non esiste una soluzione unica per la flessibilità

Ogni mercato ha caratteristiche diverse, formate nel tempo, che influenzano la scelta della tecnologia. Le strategie variano a seconda delle risorse naturali, delle specifiche di sistema, delle

infrastrutture a disposizione nella regione o nel paese. Sulle scelte in Europa, per esempio, pesano priorità quali la sicurezza energetica e l'efficienza del sistema.

Come abbiamo visto, oggi ci sono le tecnologie per soddisfare tutte le varie esigenze, proprio perché volumi crescenti di energia elettrica vengono ogni giorno integrati nelle reti di tutto il mondo, consentendo quell'affinamento tecnologico di cui possono utilmente beneficiare tutti. Mentre la ricerca e l'innovazione tecnologica continueranno, gli stakeholder potranno concentrarsi sulla diffusione e scalabilità delle tecnologie disponibili, in funzione delle esigenze specifiche di ciascun mercato. Per accelerare l'adozione di queste tecnologie, serviranno nuovi approcci normativi e strategici da parte dei governo e dei regolatori.

Le interconnessioni tra paesi contribuiscono alla sicurezza energetica dell'Europa, sostenendo l'integrazione delle fonti rinnovabili e aumentando la flessibilità del sistema elettrico in tutte le fasce orarie.

Per integrare grandi volumi di energie rinnovabili, e quindi raggiungere gli obiettivi per le energie rinnovabili onshore e offshore in tutta l'UE, sarà fondamentale un maggior numero di interconnessioni tra paesi combinate con una maggiore controllabilità del flusso di energia tra i sistemi elettrici. La Commissione europea prevede di raddoppiare l'infrastruttura di trasmissione tra paesi a circa 180 GW entro il 2030 e ha fissato un obiettivo di interconnessione di almeno il 15% entro il 2030 per incoraggiare i Paesi a interconnettere la loro capacità di generazione elettrica installata. Dato il ruolo essenziale di queste interconnessioni nel contribuire alla sicurezza energetica dell'Europa e nell'aumentare la flessibilità del sistema elettrico in un orizzonte temporale di breve, medio e lungo termine, entrambi gli obiettivi devono evolvere sulla base dei dati reali e delle previsioni di pianificazione a lungo termine in vista del 2050. Inoltre, per accelerare la realizzazione di queste infrastrutture (processo che richiede tempi molto lunghi), la politica deve spiegare chiaramente ai cittadini i benefici e semplificare l'accesso ai finanziamenti. Le autorità di regolamentazione, inoltre, devono gestire il processo autorizzativo in tempi certi e possibilmente rapidi. Lato mercato, sono necessari business model innovativi per accelerare la fase realizzativa.

L'elettronica di potenza ci aiuterà sia nell'integrazione delle sempre più numerose fonti rinnovabili sia nel gestire un sistema elettrico con grande variabilità.

I dispositivi elettronici di potenza, come gli inverter, svolgono un ruolo sempre più importante nel supportare l'integrazione delle fonti rinnovabili, convertendo l'elettricità CC generata da fonti quali pannelli solari, batterie o celle a combustibile in elettricità CA. Rispetto ai generatori convenzionali quali le turbine a gas, le caratteristiche degli IBR (Inverter Based Resources) sono quasi interamente definite da algoritmi di controllo. Al crescere delle FER, aumenta la penetrazione degli inverter, con una eccessiva dipendenza dagli algoritmi - cosa che può comportare qualche rischio per la stabilità del sistema. Si è però anche scoperto che gli inverter possono fornire supporto alla rete e rispondere a condizioni di rete anomale, fornendo al contempo la flessibilità necessaria alla rete.

La tecnologia degli inverter si sta evolvendo da ciò che è noto come *grid-following* (progettato per funzionare su una rete esistente generalmente dominata da macchine sincrone, ad esempio turbine a gas) al *grid-forming* (progettato per funzionare su un nuovo tipo di rete che è principalmente alimentato da rinnovabili variabili). Se opportunamente programmati, gli IBR possono fornire flessibilità operativa e controllo e la capacità degli IBR di funzionare con precisione, velocità e controllo può mitigare i disturbi nel sistema di alimentazione, spesso superando le prestazioni delle macchine sincrone.

Oltre a consentire l'integrazione delle energie rinnovabili su larga scala, l'elettronica di potenza svolge un ruolo chiave nelle tecnologie a supporto delle reti attive e degli interconnettori. Può gestire la variabilità e la prevedibilità delle nuove fonti di energia per mantenere la stabilità in una rete sempre più complessa, dove l'inerzia è limitata a causa della sostituzione della tradizionale generazione sincrona, dove sono presenti più nuovi generatori di energia e dove devono essere rispettati codici di rete più stringenti.

I sistemi FACTS - *Flexible AC Transmission Systems*, come condensatori sincroni e STATCOM, risolvono i problemi di qualità dell'energia generata da FER associati all'elettrificazione della domanda. Un E-STATCOM (che comprende anche l'accumulo di energia) migliora sia la stabilità della tensione che della frequenza di una rete variabile dominata dall'energia rinnovabile fornendo supporto di potenza attiva e reattiva insieme a servizi di qualità dell'energia.

Senza dimenticare i sistemi HVDC, nati 70 anni fa e di cui Hitachi Energy è pioniera.

L'elettronica di potenza ha consentito l'evoluzione della tecnologia HVDC che ora può offrire una maggiore controllabilità, inclusa la frequente inversione, dei flussi di potenza e può rendere economicamente sostenibili i sistemi HVDC più piccoli. È stato dimostrato inoltre che la tecnologia HVDC migliora la rete CA, aumenta la resilienza della rete e può essere utilizzata per affrontare le sfide legate alla stabilità e alla flessibilità della rete. Grandi quantità di energia possono ora essere trasmesse sotterranee, sottomarine e su linee aeree, rendendo questa nuova tecnologia ideale per applicazioni come connessioni eoliche offshore, alimentazioni di centri città e interconnessioni transfrontaliere. Attualmente vi sono più di 300 GW di capacità di trasmissione HVDC installata a livello globale[6].

Se vogliamo raggiungere i nostri obiettivi energetici e climatici, dobbiamo sfruttare meglio le tecnologie digitali e l'elettronica di potenza.

Con l'avanzare della digitalizzazione del nostro sistema energetico, le tecnologie digitali - con la loro capacità di calcolo - combinate con l'elettronica di potenza renderanno il sistema più connesso, intelligente, efficiente, sostenibile e flessibile per i prossimi decenni. Sono e saranno importantissime per la pianificazione della rete, oltre che, ovviamente, per il monitoraggio real-time dei sistemi e per la manutenzione predittiva. E saranno fondamentali per il trading.

Tuttavia, l'accelerazione della digitalizzazione richiede un'infrastruttura con standard comuni, reti gigabit e cloud sicuri. Dobbiamo pianificare ora un'infrastruttura digitale a prova di futuro.

Per la pianificazione del sistema energetico coordinata e olistica che serve per raggiungere i nostri obiettivi climatici ed energetici, è necessario un nuovo livello di collaborazione tra stakeholder, settori e aree geografiche

Serve un miglior coordinamento tra le azioni dei vari paesi per fare sì che l'assessment delle esigenze di flessibilità a livello nazionale e le politiche di sviluppo siano complementari, in modo da favorire lo sviluppo del settore a livello internazionale, con beneficio per tutti. Lo sviluppo di piani integrati e lungimiranti per le reti elettriche (compresi i sistemi offshore e onshore) deve essere un'attività olistica coordinata a livello europeo, piuttosto che una pianificazione coordinata delle diverse reti nazionali. I responsabili politici devono valutare regolarmente le esigenze di flessibilità del sistema elettrico a livello europeo e approfondire il coordinamento dei diversi approcci nazionali attraverso i piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC) dei singoli Paesi e le proiezioni nazionali dei gas serra. È possibile che i PNIEC e le proiezioni si sviluppino sulla base della cooperazione regionale per aiutare gli Stati membri a soddisfare meglio le loro esigenze di flessibilità.

Gli investimenti necessari per costruire un futuro sistema elettrico flessibile richiederanno un attento bilanciamento tra la possibilità di sostenere spese a lungo termine e la gestione dell'impatto di questi investimenti sulle bollette elettriche.

Serviranno nuovi approcci normativi per bilanciare la necessità di costruire la rete del futuro e i potenziali aumenti delle tariffe per i consumatori. Secondo l'Action Plan for Grids dell'UE, la perdita in termini di benessere socio-economico derivante dal ritardo dell'adeguamento della rete per connettere le fonti rinnovabili e alla domanda flessibile sarà di norma superiore agli investimenti necessari ad adeguare le infrastrutture di trasmissione alle sfide del futuro.

Il regolatore dovrà collaborare strettamente con i soggetti regolati per trovare soluzioni che consentano di effettuare oggi investimenti che vadano oltre le esigenze di oggi, ma che abbiano un potenziale significativo di risparmio in futuro. Dovrà anche considerare come sfruttare le tariffe di rete per tenere conto delle spese operative (ad esempio, aggiornamenti del sistema, retrofit, investimenti per la resilienza informatica).

Sviluppare una sana supply chain per le competenze

Le competenze necessarie per accelerare la transizione energetica stanno cambiando, insieme alla demografia e alle aspettative dei lavoratori. In tutta Europa si registra carenza di competenze, soprattutto nel campo dell'elettronica di potenza e del digitale. Si tratta di professionalità molto ricercate sul mercato in diversi settori, ma che diventano davvero urgenti all'aumentare degli investimenti dei Paesi e delle aziende europee nella produzione di semiconduttori di potenza e nelle energie rinnovabili. Affrontare il problema è fondamentale per raggiungere gli obiettivi dell'UE in materia di energia pulita.

Occorre promuovere e facilitare l'accesso alle materie STEM a tutti, favorire la *diversity*, aprire i confini del mercato del lavoro e della formazione. Questo deve essere fatto a livello di sistema, in modo tale da creare le condizioni per stimolare altre iniziative in ambito privato. Sono tante le aziende, tra cui Hitachi Energy, che hanno programmi volti alla formazione sia teorica che sul campo, il cui successo dipende dalla possibilità di integrarsi in modo sinergico con l'iniziativa politica.

Appare inoltre sempre più evidente come la formazione debba essere continua: occorrono competenze aggiornate per gestire l'innovazione tecnologica e creare nuovi business model. In altre parole, senza personale adeguatamente formato, non potranno essere sfruttati appieno - e nel tempo - i benefici della transizione energetica.

Anche nel sistema energetico del futuro, le persone avranno un ruolo centrale.

[6] https://acore.org/wp-content/uploads/2023/09/The-Operational-and-Market-Benefits-of-HVDC-to-System-Operators.pdf

L'energia idroelettrica: passato, presente e futuro

Daniele Bellini *Direttore della Business Unit Idroelettrica di Edison* • **Giorgia Palma, Matteo Terzi, Giovanni Tiburzio, Andrea Pompa**

Una risorsa strategica per la decarbonizzazione del sistema elettrico italiano

Introduzione

La nascita delle prime centrali idroelettriche in Italia risale alla fine dell'Ottocento. Fino ad allora, l'energia elettrica nel nostro Paese veniva prodotta da centrali termoelettriche alimentate a carbone. La crescente domanda di elettricità spinta dall'industria emergente e la carenza di risorse di carbone fecero sì che l'energia idroelettrica diventasse un'importante fonte di approvvigionamento energetico.

Tra fine Ottocento e la prima metà del Novecento, l'idroelettrico ha contribuito allo sviluppo industriale e socio-economico del Paese e ha garantito, fino agli inizi degli anni '60, la quasi totalità dell'energia prodotta a livello nazionale.

Attualmente, il settore idroelettrico, con circa 22 GW di potenza complessiva installata, assicura circa il 20% della produzione totale di energia elettrica e circa il 40% della produzione da fonte rinnovabile necessaria al Paese. Il comparto impiega oltre 15.000 addetti ed è costituito da circa 4.900 impianti.

L'idroelettrico è destinato a essere la chiave del bilanciamento nel mix energetico rinnovabile e risulta indispensabile al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione definiti a livello europeo (Fit for 55 e Repower EU) e nazionale. Gli impianti idroelettrici convenzionali, insieme ai pompaggi, sono in grado infatti di supportare l'integrazione di fonti rinnovabili non programmabili, fornendo servizi di bilanciamento e flessibilità.

A conferma di ciò, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [1] riconosce la rilevanza del grande idroelettrico, definendola una risorsa in larga parte già sfruttata ma "*di grande livello strategico nella politica al 2030 e nel lungo periodo al 2050, di cui occorrerà preservare e incrementare la produzione*" e, al contempo, prevede la necessità di sviluppare 6 GW in nuovi sistemi di accumulo utility-scale al 2030 (di cui almeno 3 GW di accumuli idroelettrici), soprattutto al Sud Italia e nelle Isole dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili. I più recenti scenari delineati da Terna e Snam [2] hanno, peraltro, rivisto la capacità di accumulo necessaria al 2030 in 8,9 GW di impianti c.d. utility-scale.

I pompaggi idroelettrici, oltre a supportare il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, assicurano adeguatezza, flessibilità e sicurezza del sistema elettrico nazionale e garantiscono il miglioramento del patrimonio infrastrutturale idrico esistente attraverso il recupero e la valorizzazione, non solo a fini energetici, degli invasi già presenti sul territorio (ad esempio per il contrasto dei fenomeni climatici estremi), generando positive ricadute nella filiera industriale nazionale dell'idroelettrico (ingegneria civile e manifattura), nonché benefici socio-economici per le comunità locali.

Il settore idroelettrico ha costituito, dunque, una base fondamentale per lo sviluppo del nostro sistema economico e del sistema elettrico e, ancora oggi, rappresenta un asset strategico e una filiera di eccellenza nazionale in grado di rafforzare l'indipendenza energetica e contribuire al percorso di transizione del Paese. L'importanza del settore idroelettrico nell'economia del nostro Paese è testimoniata anche dalla Rivista Energia Elettrica che nei suoi primi cento anni ha contribuito con una ricca raccolta di articoli tecnici e scientifici relativi alle centrali idroelettriche, ai sistemi, alle componenti e ai macchinari idraulici, con la prospettiva di un analogo contributo anche per i prossimi anni.

Il ruolo dei pompaggi nel Sistema elettrico italiano attuale

L'equilibrio della rete elettrica nazionale fa da sempre molto affidamento agli impianti idroelettrici e ai pompaggi per l'accumulo: osservando i dati storici pubblicati da Terna [3] riportati in **figura 1**, è evidente come gli impianti di pompaggio in Italia hanno registrato un significativo cambiamento delle modalità di funzionamento.

Il modo in cui questa tecnologia è stata utilizzata nel corso degli anni è legato al cambiamento del contesto energetico.

Tra gli anni '90 e il primo decennio del 2000, il sistema energetico italiano era caratterizzato da numerosi impianti di produzione poco flessibili, che non potevano essere spenti o accesi rapidamente in base alle necessità. Questo portava a surplus di produzione energetica, specialmente durante le ore notturne, che veniva impiegata per i pompaggi idroelettrici, con un conseguente elevato livello di utilizzo.

Oggi il sistema elettrico è profondamente cambiato, caratterizzato da impianti termoelettrici molto più flessibili, alimentati principalmente a gas naturale, e da un ruolo significativo delle fonti rinnovabili non programmabili. Tuttavia, la quantità attuale di energia eolica e fotovoltaica non richiede ancora un ricorso costante all'accumulo, considerando anche l'elevata flessibilità raggiunta dagli impianti convenzionali, che possono facilmente ridurre la loro produzione per fare spazio all'energia rinnovabile, garantendo una maggiore efficienza complessiva del sistema.

Un altro fattore che contribuisce a un uso ridotto degli impianti di pompaggio è il loro posizionamento geografico: sono concentrati principalmente al Nord, mentre le rinnovabili intermittenti sono maggiormente presenti al sud.

In futuro, l'utilizzo dei pompaggi è destinato a cambiare ulteriormente. Con un sistema energetico sempre più dominato dalle fonti rinnovabili, soprattutto fotovoltaiche, è prevedibile che i pompaggi consumeranno energia nelle ore centrali della giornata per poi produrla in momenti di minore produzione eolica e fotovoltaica. Questo potrebbe portare a un livello di utilizzo simile o superiore a quello del passato.

Tale fenomeno è già in atto: come mostrato in **figura 2** si nota un cambiamento nella curva di funzionamento medio dei pompaggi tra il 2019 e il 2023 con un incremento dell'energia assorbita dalla rete nelle ore centrali della giornata (12-17) dove si concentra la maggior produzio-

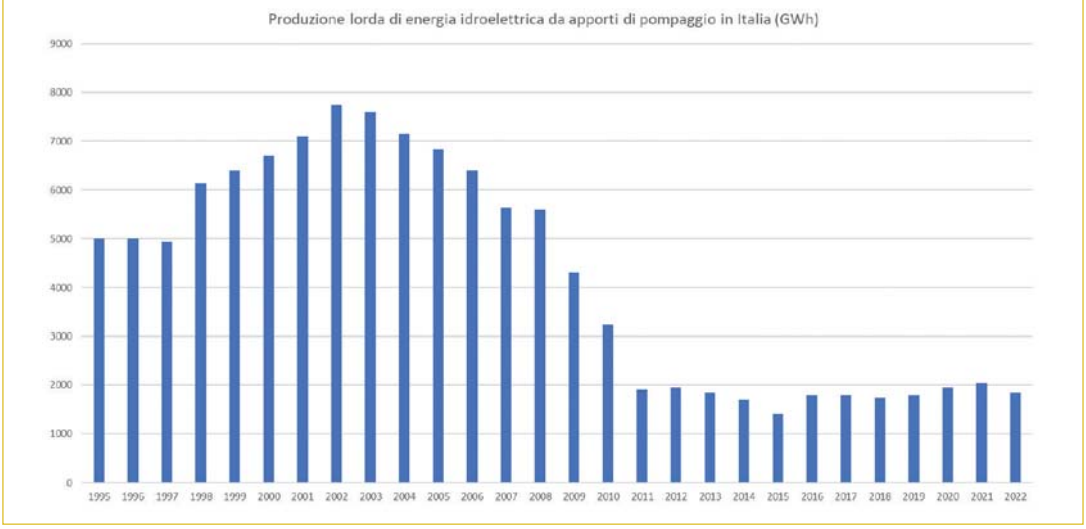


Figura 1
Andamento storico energia prodotta da impianti di pompaggio

ne da impianti fotovoltaici e livelli di carico elettrico ridotti [4].

Un esempio concreto di quanto esposto si è realizzato domenica 26 Maggio 2024 [5]: nelle ore centrali della giornata la percentuale di domanda coperta da rinnovabili ha toccato il 70% (**figura 3**).

In questa situazione il gestore della rete ha dovuto effettuare delle azioni nelle ore centrali della giornata per gestire il rischio overgeneration:

- ha ridotto l'import, invertendo i flussi,
- ha attivato più di 3 GW di impianti di pompaggio.

Questo tipo di situazioni a oggi accadono sporadicamente e in giornate caratterizzate da basso carico elettrico e alta produzione da impianti rinnovabili, ma saranno sempre più frequenti nel futuro.

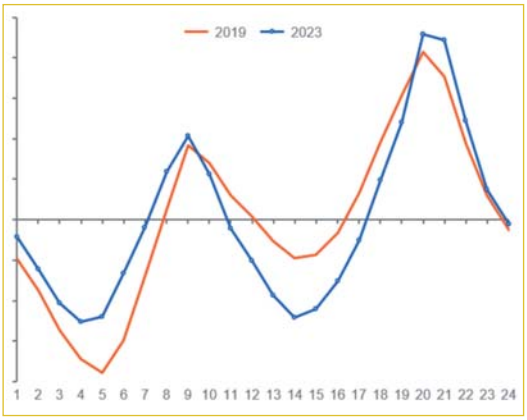


Figura 2
Funzionamento medio degli impianti di pompaggio in Italia nel 2019 e nel 2023 (valori positivi indicano energia prodotta, i valori negativi indicano energia assorbita)

In queste condizioni, per il gestore della rete, è fondamentale disporre di opzioni da attivare per garantire la sicurezza e la stabilità della rete elettrica. Tra tutte le soluzioni disponibili, gli impianti di pompaggio rappresentano una risorsa estremamente preziosa. Questi impianti non solo permettono di ridurre l'overgeneration, ossia la produzione eccessiva di energia rispetto alla domanda, ma offrono anche una serie di servizi essenziali, tipici delle macchine elettriche rotanti, che contribuiscono la qualità del servizio fornito dal gestore della rete.

In primo luogo, forniscono servizi di regolazione primaria, che sono cruciali per mantenere la frequenza della rete entro i limiti di sicurezza. La regolazione primaria interviene automaticamente per correggere le variazioni di frequenza entro pochi secondi, grazie alla rapida risposta delle macchine rotanti.

Un altro importante contributo degli impianti di pompaggio è l'inerzia. L'inerzia delle macchine rotanti aiuta a stabilizzare la rete contro rapide variazioni di carico o generazione, fornendo una sorta di "cuscinetto" che previene oscillazioni eccessive e blackout. Questo è particolarmente importante in un contesto in cui una quota crescente di energia proviene da fonti rinnovabili, che sono spesso meno prevedibili e più variabili.

Inoltre, gli impianti di pompaggio offrono un notevole supporto alle correnti di cortocircuito, che è cruciale per la protezione della rete elettrica. Questo servizio consente di gestire e isolare rapidamente i guasti, minimizzando l'impatto di eventuali problemi sulla rete e garantendo un rapido ripristino del servizio.

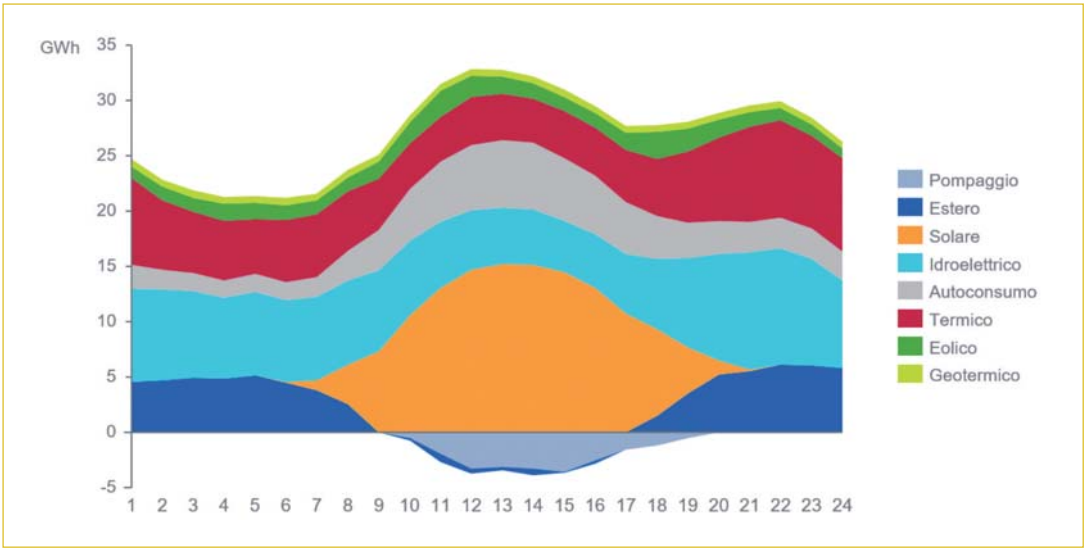


Figura 3
Bilancio energetico in Italia relativo al giorno 26 maggio 2024

Inoltre, forniscono anche la regolazione di tensione, un altro servizio essenziale per mantenere la qualità del servizio elettrico. La regolazione di tensione aiuta a mantenere il livello di tensione all'interno dei limiti operativi desiderati, prevenendo danni agli apparecchi elettrici e migliorando l'efficienza della trasmissione dell'energia.

Infine, gli impianti di pompaggio possono partecipare ai mercati dell'energia, fornendo servizi di riserva e di bilanciamento che sono essenziali per l'integrazione delle energie rinnovabili nel sistema elettrico. Questo è particolarmente rilevante in un'epoca in cui le fonti rinnovabili, come l'energia solare e eolica, stanno diventando sempre più importanti. Gli impianti di pompaggio possono compensare la natura intermittente di queste fonti, contribuendo alla sostenibilità e all'affidabilità del sistema elettrico.

Configurazioni di gruppi macchina per impianti di pompaggio

Nonostante sia la più antica tra le fonti rinnovabili, il progresso tecnologico nel mondo idroelettrico non si è mai fermato e, con specifico riferimento ai sistemi di pompaggio, ha portato alla luce nuove configurazioni impiantistiche tali da massimizzare efficienza, flessibilità e regolazione di tali impianti.

Per fornire un quadro completo delle possibili configurazioni impiantistiche degli impianti di pompaggio idroelettrico, la prima distinzione va fatta tra macchine a velocità fissa e a velocità variabile. A differenza del primo caso, nelle macchine a velocità variabile la regolazione della potenza avviene tramite variazione di velocità di rotazione delle pompe-turbine grazie a dispositivi come convertitori statici di frequenza. In fase di generazione la regolazione della potenza può essere eseguita anche tramite il distributore delle macchine.

Una seconda distinzione è possibile tra gruppi macchina binari e gruppi macchina ternari.

Una configurazione con gruppo binario prevede l'installazione di una macchina idraulica reversibile pompa/turbina accoppiata a un motore/generatore. Questa tipologia di gruppo è composta essenzialmente da una macchina idraulica che, ruotando in un senso, svolge la funzione di pompa (macchina idraulica operatrice), mentre, ruotando in senso opposto, svolge la funzione di turbina (macchina idraulica motrice). Per cambiare tipo di funzionamento e quindi il senso di rotazione, è necessario il fermo del gruppo.

Invece, la configurazione con gruppo ternario è composta essenzialmente da una pompa, una macchina elettrica funzionante sia come generatore che come motore e una turbina sullo stesso asse. Ogni macchinario di questo gruppo ruota sempre nello stesso senso, sia in fase di generazione che di pompaggio, e pertanto i tempi di transizione tra le due fasi sono sensibilmente inferiori al più comune sistema alternativo, ossia i gruppi binari precedentemente descritti. Inoltre, questa configurazione può funzionare in corto-circuito idraulico, ovvero prevedendo il funzionamento simultaneo di pompa e turbina al fine di garantire una rapida regolazione della ripartizione delle portate tra queste due macchine: in questo modo è possibile sfruttare un più ampio ventaglio di potenze, sia in fase di generazione che di pompaggio, al cui interno è possibile muoversi nei minimi tempi possibili per gli impianti di pompaggio. Questa configurazione garantisce il massimo grado di flessibilità a oggi sul mercato.

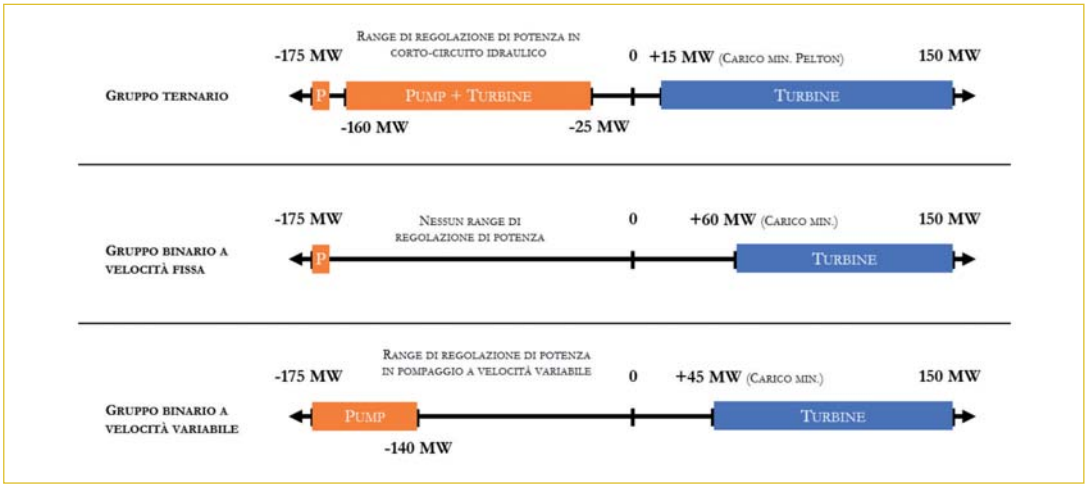


Figura 4
Range di funzionamento di una configurazione con gruppo ternario, gruppo binario a velocità fissa e a velocità variabile

Lo schema che segue esemplifica i range di funzionamento di tre tipologie di configurazioni:
- un gruppo ternario con possibilità di funzionamento in corto-circuito idraulico;
- un gruppo binario a velocità fissa;
- un gruppo binario a velocità variabile.

Ciascuna configurazione garantisce proprie caratteristiche di flessibilità e regolazione a fronte di differenti costi di investimento diretti e indiretti. I gruppi binari a velocità fissa sono le macchine che garantiscono le prestazioni base tra le possibili configurazioni ma realizzabili con investimenti minori rispetto alla configurazione con gruppi ternari e corto-circuito idraulico, ovvero la configurazione con le massime prestazioni ma investimenti maggiori. Infatti, in quest'ultimo caso, il costo di investimento deve prevedere l'acquisto di due macchine idrauliche, una turbina e una pompa, e maggiori costi indiretti, legati principalmente a un aumento dei volumi richiesti per l'installazione dei gruppi con conseguente impatto sui costi per realizzare caverne e vie d'acqua (**figura 4**).

Sistemi di accumulo a confronto

Nell'attuale panorama tecnologico, i sistemi di accumulo a oggi considerati maturi per supplire alla capacità di stoccaggio che la nuova configurazione rinnovabile del sistema elettrico nazionale richiede e richiederà sempre di più sono i pompaggi idroelettrici e le batterie elettrochimiche. Entrambi i sistemi offrono capacità di stoccaggio elettrico ma diverse sono le ricadute, le implicazioni e i benefici che ciascun sistema comporta a livello locale e nazionale alla sua realizzazione.

Oltre ai benefici puramente elettrici che caratterizzano i pompaggi idroelettrici già trattati nei capitoli precedenti, le principali peculiarità di questa tecnologia si possono suddividere in tre macro-aree: il contributo alla rinascita di una filiera storica italiana legata all'idroelettrico, la sicurezza dell'approvvigionamento rispetto alle materie prime critiche e il recupero di volumi idrici per il contrasto a eventi climatici estremi.

Il primo aspetto da considerare con riferimento ai benefici che il settore idroelettrico, a cui sono pienamente riconducibili i pompaggi, può portare al sistema-Paese è la rilevanza della sua filiera industriale per il sistema manifatturiero italiano. Tali considerazioni, infatti, sono tanto rilevanti quanto più si considera l'opportunità di valorizzare questo comparto attraverso significativi investimenti, accrescendo la competitività di una filiera industriale e manifatturiera, strategica per l'Italia.

The European House - Ambrosetti ha ricostruito la filiera dell'idroelettrico in Italia [6] e negli altri Paesi europei, osservando in dettaglio l'universo disponibile dei codici NACE considerando 150 tecnologie afferenti alla filiera idroelettrica (es. impianti, apparecchiature, pompe idrauliche, turbine, alternatori, ecc.). Con riferimento alle tecnologie selezionate, l'Italia riporta un valore di produzione di 27,7 miliardi di Euro - seconda in UE solo alla Germania (43,4 miliardi di Euro) - corrispondente al 15,4% del totale europeo e solo di poco inferiore alla somma di Francia (17,3 miliardi di Euro) e Spagna (11,4 miliardi di Euro) **figura 5**.

Infine, è importante sottolineare come l'Italia sia il 1° Paese in UE per saldo commerciale (differenza tra export e import) della filiera dell'idroelettrico, pari a 8 miliardi di Euro (vs. 7,3 della Germania), evidenziando il fatto che la filiera di approvvigionamento delle tecnologie per l'idroelettrico è prevalentemente italiana e poco dipendente dall'estero.

In secondo luogo, e sempre più attuale, è il tema della sicurezza approvvigionamento energetico al fine di ridurre la possibile dipendenza da fornitori esteri di materie prime critiche. La transizione verso l'energia pulita comporta il

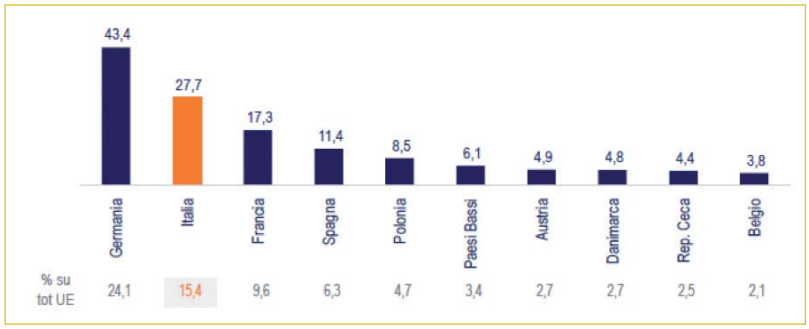


Figura 5
Primi 10 Paesi in Unione Europea per valore della filiera idroelettrica (valori in mld di Euro e in percentuale sul totale), 2020

passaggio da un sistema ad alta intensità di combustibili a uno ad alta intensità di materiali. In questo quadro, l'accelerazione del processo di transizione energetica sta comportando - tra le altre cose - un aumento significativo della domanda di alcune materie prime critiche (tra cui anche le terre rare): nel 2023 si è registrato un aumento del 30% della domanda di litio, e la domanda di nichel, cobalto, grafite e terre rare è aumentata fra l'8% e il 15%.

Un'analisi dettagliata [7] dello sviluppo dell'offerta suggerisce che il mercato sarà in grado di soddisfare solo il 70% del fabbisogno di rame e il 50% di quello di litio nel 2035, in uno scenario in cui i Paesi di tutto il mondo raggiungono i loro obiettivi climatici nazionali.

Inoltre, si tratta di un mercato fortemente sbilanciato dal punto di vista geografico, con conseguenti rilevanti criticità nella catena dell'approvvigionamento. Infatti, la Cina è oggi il principale fornitore mondiale per il 61% delle terre rare e per l'82% di grafite, tra le materie prime critiche fondamentali per la realizzazione di batterie per lo stoccaggio elettrochimico.

Oltre ai suddetti rischi di approvvigionamento, rischi geopolitici e ostacoli alla risposta a eventuali interruzioni dell'approvvigionamento, la IEA sottolinea i rischi derivanti dall'esposizione ai rischi ambientali, sociali e di governance (ESG) e climatici. Infatti, i processi legati alla produzione e raffinazione delle materie prime critiche sono spesso associati a lavorazioni impattanti dal punto di vista ambientale e si localizzano in luoghi in cui le normative ambientali e sociali sono tutt'altro che stringenti e le reti elettriche tendono ad avere ancora un'intensità di CO_2 più elevata, basandosi principalmente su corrente prodotta col carbone.

In tal senso, un ulteriore elemento di forza della tecnologia idroelettrica proviene dalla sicurezza di approvvigionamento. La tecnologia idroelettrica, infatti, trae le sue fonti a livello locale e territoriale. In questo modo, è in grado di garantire la sicurezza di approvvigionamento energetico, riducendo la dipendenza dai fornitori esteri e rafforzando la competitività del settore energetico comunitario e nazionale.

Infine, il tema della siccità rappresenta una delle sfide più pressanti del nostro tempo, e richiede politiche pubbliche efficaci di prevenzione e adattamento ai cambiamenti climatici, per la gestione delle perdite di acqua e per gli investimenti nelle infrastrutture idriche. Alla luce di ciò, risulta essenziale essere in grado di gestire efficientemente la risorsa idrica, che è e sarà sempre più scarsa.

Con riferimento alle grandi dighe, oggi in Italia se ne contano oltre 530, con un'età media di 65 anni. Il volume totale invasabile delle grandi dighe in Italia a oggi è pari a 13,66 miliardi di m^3 contro un volume invaso autorizzato pari a 11,78 miliardi di m^3, ovvero l'86% del potenziale [8][1].

In questo contesto emerge quindi chiaramente come la filiera idroelettrica, se opportunamente valorizzata (attraverso il potenziamento delle infrastrutture esistenti e/o la costruzione di nuove infrastrutture legate alla filiera idroelettrica), possa rappresentare un *asset* cruciale per rispondere strategicamente alle politiche di adattamento al clima e alla situazione idrologica contingente.

Il ruolo del meccanismo di approvvigionamento di nuova capacità di stoccaggio elettrico (MACSE)

Dalla trattazione precedente è emerso chiaramente che gli accumuli, tra cui i pompaggi idroelettrici, giocheranno un ruolo essenziale nell'accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili richiesto per raggiungere gli obiettivi di policy legati al pacchetto "Fit-for-55"[2] e al piano Repower EU. Inoltre, alla luce della ripartizione attesa sul territorio nazionale dei nuovi impianti eolici e fotovoltaici, fortemente sbilanciata al Sud Italia e nelle Isole, lo sviluppo di nuovi accumuli proprio in queste aree è necessario per garantire la gestione della generazione rinnovabile e la sicurezza della rete elettrica. Per questi motivi, Terna ha identificato un fabbisogno di nuova capacità di accumulo utility-scale, che include batterie e pompaggi, di ben 71 GWh al 2030. In questo contesto, i nuovi pompaggi idroelettrici costituiscono una risorsa fondamentale alla luce dei vantaggi in termini strategici e prestazionali di questa tecnologia che sono stati descritti nei paragrafi precedenti.

[1] L'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale ha stimato un volume di risorsa idrica recuperabile pari a 355 mln di m^3 negli invasi del territorio distrettuale di competenza.

[2] Nel Documento di descrizione degli scenari 2022 [2], Terna e Snam stimano che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy identificati nello Scenario FF55.

Il legislatore ha quindi riconosciuto il ruolo che i sistemi di accumulo giocheranno in futuro per lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili e ha condiviso l'esigenza di fornire incentivi a un rapido sviluppo di questi sistemi. Ciò si rende necessario alla luce degli obiettivi identificati da Terna e a fronte di segnali di prezzo insufficienti a giustificare investimenti fortemente capital-intensive come quelli in pompaggi idroelettrici e accumuli elettrochimici.

Pertanto, con l'articolo 18 del Dlgs. 210/2021 [9], con cui sono state trasposte nell'ordinamento italiano le disposizioni della Direttiva (UE) 2019/944 sul funzionamento del mercato elettrico [10], è stato introdotto un meccanismo di approvvigionamento a lungo termine di nuova capacità di accumulo (accumuli elettrochimici e pompaggi) da parte di Terna in funzione del fabbisogno da questa identificato per la gestione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. La remunerazione riconosciuta in base agli esiti delle procedure concorrenziali deve coprire interamente i costi di sviluppo e gestione di questi impianti (compresa un'adeguata remunerazione del capitale investito) in quanto la capacità di accumulo così sviluppata dovrà essere messa a disposizione di operatori terzi (es. produttori FER) sotto forma di prodotti di *time shifting* scambiati su un'apposita piattaforma gestita dal GME - Gestore dei mercati energetici. La capacità residuale sarà poi messa a disposizione di Terna sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

Il meccanismo è stato delineato nei suoi principi di funzionamento dall'ARERA con la deliberazione 247/2023/R/eel [11], a cui sono seguite diverse fasi di consultazione da parte di Terna in relazione a:

- lo Studio [12] volto a identificare le caratteristiche tecniche e prestazionali delle diverse tecnologie di accumulo (comprese quelle in fase di sviluppo), i relativi livelli e strutture di costo e il loro potenziale di sviluppo nel tempo;
- la Disciplina del meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE) [13].

Nel frattempo, la Commissione europea (DG Comp) ha comunicato il 22 dicembre 2023 l'approvazione del meccanismo alla luce della Disciplina sugli Aiuti di Stato [14] per un periodo di 10 anni (fino al 31 dicembre 2033), mentre spetta all'ARERA definire i parametri economici (valori massimi dei premi offribili) delle prime procedure concorrenziali che dovrebbero tenersi nella prima metà del 2025.

Terna ha identificato come tecnologie di accumulo di riferimento per il nuovo meccanismo le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici, in quanto uniche tecnologie di storage con comprovata maturità tecnologica e commerciale in linea con gli obiettivi di sviluppo prefissati.

È necessario, quindi, che la Disciplina del MACSE garantisca lo sviluppo di un mix equilibrato tra le due tecnologie di accumulo di riferimento identificate per le prossime aste. Per ottenere questo obiettivo, la Disciplina dovrebbe garantire il rispetto di alcuni principi fondamentali, declinabili nei seguenti tre aspetti:

- **Accessibilità del meccanismo**
  Le modalità di definizione dei contingenti e di selezione delle capacità offerte dovrebbero assicurare la partecipazione anche ai progetti di sviluppo di nuovi pompaggi idroelettrici. Il rischio di eventuale esclusione è determinato dalla presenza di pochi operatori e limitati progetti di pompaggio candidabili all'asta dedicata a questa tecnologia. Inoltre, a causa della scarsa modulabilità di questo tipo di impianti, è necessario che l'eventuale selezione in asta di questi progetti permetta la remunerazione della totalità della capacità di stoccaggio offerta.
- **Competitività delle procedure concorrenziali**
  Si auspica che lo schema di aste sequenziali a oggi prospettato (asta per gli accumuli elettrochimici seguita dall'asta per i pompaggi idroelettrici) non sia penalizzante per la tecnologia con orizzonte di pianificazione e vita utile più lunghi (i pompaggi idroelettrici), rispetto agli accumuli elettrochimici. Da questo punto di vista, il premio massimo dell'asta dedicata ai pompaggi idroelettrici dovrebbe essere definito in funzione delle specificità di questa tecnologia che presenta caratteristiche profondamente diverse (es. in termini di costi, rischi, tempi di realizzazione, etc.) e durata di vita differente rispetto alle batterie agli ioni di lito.
- **Contrattualizzazione della capacità selezionata**
  Gli obblighi di disponibilità in capo alla capacità selezionata e il sistema di penali dovrebbero essere disegnati in funzione di garantire un'efficacie messa a disposizione degli impianti al mercato, pur tenendo in dovuta considerazione i vincoli operativi degli impianti che includono, nel caso specifico dei pompaggi idroelettrici, anche la disponibilità della risorsa idrica.

Conclusioni

Dalla trattazione precedente emerge come gli impianti idroelettrici abbiano giocato un ruolo cruciale nell'equilibrio della rete elettrica italiana, adattando il proprio funzionamento all'evoluzione del mix energetico. Guardando a un futuro in cui gli accumuli saranno sempre più importanti nell'accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili per il raggiungimento degli obiettivi di policy a livello nazionale ed europeo, la tecnologia idroelettrica continuerà a giocare un ruolo di primo piano.

I pompaggi idroelettrici offrono infatti numerosi servizi essenziali per garantire la stabilità della rete (es. regolazione primaria, l'inerzia per stabilizzare la rete, il supporto alle correnti di cortocircuito e la regolazione di tensione), specialmente con una crescente quota di energia proveniente da fonti rinnovabili, che sono meno prevedibili e più variabili. Le configurazioni impiantistiche degli impianti di pompaggio, come le macchine a velocità fissa e variabile e i gruppi binari e ternari, offrono diverse caratteristiche di efficienza e flessibilità, con i gruppi ternari che garantiscono il massimo grado di flessibilità.

Considerando le diverse tecnologie di accumulo disponibili, i pompaggi idroelettrici possono offrire indubbi vantaggi al sistema Paese, meritando un ruolo da protagonista nell'accompagnare la decarbonizzazione del sistema elettrico italiano. Si tratta infatti di una tecnologia che può contare su una filiera industriale nazionale ed europea e che non sconta della dipendenza da materie prime critiche provenienti da Paesi extra-europei. In questo modo, è in grado di contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, riducendo la dipendenza dai fornitori esteri e rafforzando la competitività del settore energetico comunitario e nazionale.

Risulta quindi essenziale che il quadro normativo e regolatorio di riferimento, nel sostenere lo sviluppo di nuova capacità di accumulo, garantisca un approccio che non penalizzi la tecnologia idroelettrica rispetto agli accumuli elettrochimici con l'obiettivo di sviluppare un mix equilibrato di tecnologie di accumulo a vantaggio della sicurezza del sistema elettrico nazionale. Il nuovo meccanismo di approvvigionamento di nuova capacità di stoccaggio elettrico (MACSE) rappresenta un utile strumento per il raggiungimento di questi obiettivi purché sia ben disegnato al fine di garantire a entrambe le tecnologie di riferimento (pompaggi idroelettrici e accumuli elettrochimici) pari opportunità di sviluppo e remunerazione. L'avvio del meccanismo secondo questi principi sarà fondamentale per garantire uno sviluppo equilibrato delle tecnologie di accumulo e soddisfare il fabbisogno energetico futuro del Paese.

bibliografia

[1] Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. *PNIEC*, 2019.

[2] Terna e Snam, Documento di descrizione degli Scenari 2022 - https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf

[3] Terna dati statistici 2022 - https://download.terna.it/terna/5%20-%20PRODUZIONE_8db99b7e93be883.pdf

[4] Elaborazione delle Offerte Pubbliche del GME - https://www.mercatoelettrico.org/It/download/DownloadDati.aspx?val=OfferteFree_Pubbliche

[5] Terna Transparency report - https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report

[6] The European House - Ambrosetti, A2A, Edison, Enel, Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese, aprile 2022.

[7] Global Critical Minerals Outlook 2024, International Energy Agency, 2024.

[8] Distribuzione per regione delle Grandi Dighe di competenza statale con indicazione del volume invasabile e del volume autorizzato, MIT-DG per le Dighe e le Infrastrutture Idriche ed Elettriche (ex RID), Dic 2020.

[9] Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 210 Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonchè recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE. (21G00233). GU Serie Generale n. 294 del 11-12-2021.

[10] Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.

[11] **ARERA:** Deliberazione 06 giugno 2023 247/2023/R/eel, Criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210.

[12] **Terna:** Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica, agosto 2023 - https://download.terna.it/terna/Studio_tecnologie_di_accumulo_8db9511fbdd7601.pdf

[13] **Terna:** Disciplina del meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico, aprile 2024 - https://download.terna.it/terna/Disciplina_MACSE_finale_8dc5adee4100d68.pdf

[14] Decisione del 21 dicembre 2023, State Aid SA.104106 (2023/N) - Italy Support for the development of a centralised electricity storage system in Italy, (C (2023) 9226 final).

Il ruolo centrale del fotovoltaico per la transizione energetica: infrastrutture, mercato, capitale umano

Andrea Ghiselli *AD EF Solare Italia*

Dopo aver tracciato sinteticamente gli obiettivi del fotovoltaico al 2030 vengono indicati gli strumenti necessari al conseguimento degli stessi: sviluppo tecnologico, approccio al territorio, regole di mercato, sviluppo di competenze. Vengono altresì ricordati i principali ostacoli da superare e i vincoli da sciogliere. Da ultimo si espone il possibile contributo di EF Solare Italia

Politiche e obiettivi

A livello europeo, le policy pubbliche negli ultimi anni sono state indirizzate ad accelerare la crescita delle energie rinnovabili, per raggiungere obiettivi di decarbonizzazione sempre più necessari e ambiziosi.

Nel 2021, la Commissione Europea ha pubblicato il **pacchetto di politiche Fit for 55** e ha proposto di aumentare la quota di energia rinnovabile prodotta dall'UE fino ad almeno il 40% dei consumi finali lordi entro il 2030, per portare l'Unione europea a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, come definito dal Green Deal europeo e dalla European Climate Law (Regolamento 2021/1119).

Dopo l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, la sicurezza energetica ha rappresentato un ulteriore motivo per accelerare la transizione e **nel maggio 2022 è stato pubblicato il piano REPowerEU**. Il piano mirava ad aumentare la quota delle rinnovabili nel consumo finale di energia al 45% (minimo 42,5%) entro il 2030 per porre fine alla dipendenza dai combustibili fossili russi, rivedendo al rialzo il target precedentemente negoziato. Il nuovo target è stato poi recepito dalla RED III, la direttiva quadro dell'Unione Europea per le energie rinnovabili, entrata in vigore il 20 novembre 2023 (**figura 1**).

Dal canto suo, l'Italia ha recepito le politiche condivise a livello europeo, impegnandosi ad accelerare l'installazione di impianti a fonti rinnovabili: il testo definitivo del nuovo PNIEC - Piano Nazionale Integrato Energia e Clima è stato recentemente presentato dal MASE e inviato alla Commissione Europea.

Figura 1
Distanza dei principali paesi europei dai target di decarbonizzazione - *Fonte: Elemens - elaborazione dati PNIEC dei principali paesi europei presentata in occasione del convegno annuale di EF Solare*

Il piano stabilisce l'obiettivo di installazione FER al 2030 di oltre 130 GW. Il solare continua a essere protagonista del processo di decarbonizzazione, con un target di circa 80 GW[1]. In altri termini, il nuovo PNIEC richiede un incremento percentuale dell'installato (energia solare) al 2030 di oltre il 200% rispetto al 2021. Per raggiungere gli obiettivi prefissati per il fotovoltaico, è necessario un incremento annuo delle installazioni di circa 7 GW. Nel 2023 sono stati connessi alla rete circa 5 GW di nuova potenza solare. Per assicurare la stabilità e la resilienza del sistema, inoltre, va aggiunta una capacità di storage superiore a 22,5 GW, secondo quanto previsto nel PNIEC 2024[2].

Come previsto dagli Accordi di Parigi, vincolanti sotto il profilo del diritto internazionale, e sulla scia dei provvedimenti adottati a livello europeo, **l'aggiornamento del piano costituisce un avanzamento in termini di ambizione rispetto al contributo precedente**. Per questo motivo il nuovo PNIEC rivede ancora al rialzo gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti e di decarbonizzazione del settore elettrico. **Infatti, viene innalzata, seppur non del tutto in linea con i target europei, la quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia al 2030** (39,4%), **mentre il target per la quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico raggiunge il 63,4%**. La produzione lorda da FER elettriche è destinata a raggiungere 228 TWh, di cui circa il 43% da solare, il 28% da eolico, il 21% da idroelettrico e il restante da altre fonti.

Obiettivi quindi estremamente ambiziosi sulla capacità installata (+ 125%), sui volumi lordi di energia prodotta (+ 90% circa) e financo sulla quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (destinati a raddoppiare) da conseguire in un orizzonte temporale che si sta gioco forza accorciando.

Strumenti necessari per raggiungere gli obiettivi

Sviluppo tecnologico

La rapida crescita del fotovoltaico a livello mondiale nell'ultimo decennio ha favorito lo sviluppo tecnologico e industriale, principalmente moduli e inverter, rendendo la tecnologia solare sempre più competitiva. Lo sviluppo ha visto migliorare notevolmente le prestazioni della componentistica in termini di producibilità e durata ma, al contempo, sono diventate accessibili nuove tecnologie che consentono di superare il limite della non programmabilità dell'energia solare.

Per quanto riguarda la componentistica, e in particolare i moduli, le nuove tecnologie di **drogaggio del silicio offrono efficienza incrementale**, maggiore producibilità, maggiore resilienza al fattore temperatura e maggiore durabilità. Le celle *N-type* garantiscono una importante riduzione della *Light Induced Degradation*, consentendo di raggiungere un'efficienza teorica di conversione superiore al 23%. A ciò si aggiungono l'aumento della densità di potenza per superficie di modulo, che per gli attuali moduli monocristallini è quasi doppia rispetto ai moduli a silicio amorfo, e il miglioramento significativo dell'efficienza degli inverter e dei sistemi di inseguimento solare.

Tutto ciò si traduce in impianti che offrono migliori prestazioni, con un incremento dell'energia prodotta, e nella possibilità di effettuare interventi di revamping e repowering su impianti esistenti, per aumentare la potenza installata senza utilizzo di suolo incrementale.

EF Solare Italia ha intrapreso un estensivo piano di attività volte a ricondurre a nuovo oltre 450 MW dei propri asset. Grazie alla maggiore densità di potenza per metro quadro dei nuovi moduli, l'aspirazione è quella di installare a parità di superficie, potenza incrementale per oltre 140 MW.

L'evoluzione tecnologica, inoltre, apre oggi nuove opportunità per abilitare la transizione verso un sistema elettrico a trazione rinnovabile grazie alla **programmabilità offerta dallo stoccaggio elettrochimico, seppur a costi unitari ancora piuttosto elevati**. Il superamento del "peccato originale" dell'energia solare ha un impatto quantomeno bivalente. Da una parte consente di conservare per rilasciare l'energia nelle ore off-peak, dall'altra offre l'opportunità anche all'energia solare di giocare un ruolo nel mercato dei servizi, entrambi passi fondamentali per l'effettiva integrazione di questa fonte nel sistema elettrico nazionale.

Si prospetta in **Europa** un notevole aumento della potenza installata per i sistemi di accumulo, passando dai poco più di **20 GW del 2023 agli oltre 120 GW del 2030**. Per quanto riguarda l'Italia, i sistemi utility scale in via di autorizzazione salgono del 34% su base annua a 2,4 GW nel 2023, per il 37% stand-alone[3]. **Sono state, inoltre, rilasciate autorizzazioni per 1 GW** (quasi 8 volte tanto il dato del 2022), per l'87% riguardanti impianti stand-alone. Infine, le batterie al sodio vanno

[1] Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima - giugno 2024.

[2] Piano Nazionale Integrato Clima Energia - giugno 2024 su dati Terna.

[3] Althesys, IREX Annual Report 2024.

affermandosi come un'alternativa promettente al litio, necessitando di molti meno materiali critici. Si tratta di un'opzione che si sta affacciando al mercato ed è pronta a uno scale-up industriale[4].

Approccio al territorio

Data la sua natura di fonte distribuita, l'integrazione del fotovoltaico nel sistema elettrico passa anche attraverso il rapporto e l'integrazione con i territori.

Lo sviluppo di progetti fotovoltaici deve andare di pari passo con iniziative di coinvolgimento degli stakeholder locali e con una corretta comunicazione dei benefici, anche economici, portati dalle iniziative sul territorio. Una strategia vincente per lo sviluppo delle FER sul lungo termine non può prescindere da una valutazione oggettiva delle esternalità.

È quindi importante realizzare impianti che tengano conto delle esigenze dei portatori di interessi, non ultimo il settore primario. L'uso duale del terreno è auspicabile come pure interventi che consentano il recupero dei terreni marginali: il contributo dell'energia solare può essere quello di supportare la competitività del settore agricolo (**figura 2**). In questo senso, l'agrivoltaico risulta una soluzione vincente.

Questo approccio, sebbene con diverse declinazioni, ha subito grande diffusione tanto da diventare la forma di sviluppo su terreni agricoli più diffusa e anche quella in grado di raccogliere il maggiore favore dalla collettività e dell'opinione pubblica. I recenti sviluppi normativi, peraltro (vedi DL Agricoltura), confermano la volontà di limitare l'installazione di impianti fotovoltaici a terra in area agricola.

Regole di Mercato

Integrare il fotovoltaico nel sistema elettrico nazionale passa anche attraverso nuovi approcci alle *routes to market*. Dal modello delle tariffe incentivanti, si sta gradualmente passando a forme di stabilizzazione dei ricavi che consentono agli operatori - in un orizzonte temporale di medio-lungo termine - di sostenere gli investimenti effettuati, di contrastare il fenomeno della volatilità sui mercati spot tutelando, al contempo, i clienti finali da eventuali spike di prezzo sui mercati. Per gli operatori, quello che si sta delineando all'orizzonte è un **ventaglio di opportunità** che consentirà di spaziare tra modelli **regolati basati su aste competitive al ribasso**, modelli **pure merchant** tramite la sottoscrizione di contratti di fornitura a lungo termine e strumenti ibridi, con ciò intendendo la possibilità di far coesistere in un solo impianto entrambi i meccanismi (su quote parte di potenza differenti).

Benché al momento solo accennata, l'evoluzione del modello ibrido ipotizzata nella consultazione del MASE sul DM FER X della scorsa estate[5] con il *modello de-centralizzato con profilo standard*, rappresenta una forma sofisticata e molto interessante di **crasi tra il modello regolato ad asta e il modello pure merchant basato sui PPA**. A ogni modo, se concretizzato nel design, sarà disponibile post 2030. Trovando un punto di congiunzione tra due ambiti sin qui paralleli, si aprono possibilità non solo per il supporto alle FER ma anche per **l'ottimizzazione dell'utilizzo dello storage** e dei prodotti di time shifting, **utili a creare i profili standard richiesti** dai grandi consumatori.

Gli ultimi sviluppi normativo/regolatori, tra i quali lo schema di DM FER X, la disciplina in via di approvazione sul MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico) e il Capacity Market - ma potremmo aggiungere i Decreti emanati nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza quali, inter alia, il Decreto Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e quello dedicato all'Agrivoltaico innovativo - **confermano la decisa virata verso i meccanismi regolati**, con la conseguenza che, nel prossimo futuro, il prezzo dell'energia elettrica sarà determinato, più che da dinamiche domanda/offerta, dal costo remunerato del capitale per le varie tecnologie fissato per lunghi periodi da questi meccanismi[6].

Se da un lato questi sistemi hanno il potenziale per favorire gli investimenti necessari, grazie a segnali di prezzo di lungo termine, al contempo rappresentano un'incognita per il parco di generazione FER non programmabile esistente, che uscirà dal sistema degli incentivi nel prossimo decennio (circa 18 GW di fotovoltaico). Con il sistema di merca-

Figura 2
Prototipo di agrivoltaico elevato avanzato. I sistemi integrati per l'agricoltura e la produzione di energia elettrica consentono un uso duale del terreno e possono supportare la competitività del settore agricolo

[4] Althesys, IREX Annual Report 2024.

[5] Consultazione pubblica: Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli incentivi per gli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199, agosto 2023 - Consultazione_pubblica_schema_DM_FERX.pdf (mase.gov.it)

[6] Staffetta Quotidiana, *Il ritorno della tariffa*, 14 giugno 2024. https://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=386158

to che si va delineando, la capacità rinnovabile esistente rischia di restare in balia della sempre maggiore volatilità dei prezzi provocata da mercati spot sempre meno liquidi e da probabili frequenti curtailments. Rappresentando comunque poco meno del 25% della capacità installata al 2030, occorrerà definire interventi di politica economica per evitare che aree del territorio già votate alla produzione elettrica perdano il loro contributo e la loro sostituzione porti al consumo di nuovo terreno. Senza contare le implicazioni sul sistema di prezzi zonale che si affermerà a partire dal 2025 con il superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN).

Capitale Umano

Quella del capitale umano è forse la sfida più grande e insidiosa che il settore delle rinnovabili è chiamato ad affrontare. I posti di lavoro nel settore solare potrebbero superare 1,6 milioni nel 2027 secondo lo scenario di crescita di Solar Power Europe (**figura 3**) ma occorre individuare soluzioni a breve per assicurare una curva di diffusione delle rinnovabili coerente con gli obiettivi di politica economica.

Chi è pratico di studi economici classici sarà stato introdotto a quelli che sono considerati i tre fattori produttivi chiave: "Terra", "Capitale" e "Lavoro". La maggior parte delle discussioni sullo sviluppo del settore ruotano oggi attorno ai fattori "Terra" ovvero all'utilizzo del suolo e "Capitale", ovvero alla tecnologia e ai suoi costi.

Riflettendo sulle priorità per il settore, ci rendiamo conto come la dimensione "Lavoro" (ovvero la dimensione Capitale Umano) sia raramente al centro della discussione. Eppure, è evidente quanto sia critica dato l'invecchiamento demografico a cui è soggetto il Paese e l'evoluzione delle competenze richieste dal mercato delle rinnovabili rispetto al passato.

A ciò si aggiunge il mutato paradigma del lavoro, improntato alla flessibilità e alla digitalizzazione, sempre alla ricerca di nuove competenze e attento alla dimensione individuale. Se aggiungiamo infine che per formare un tecnico o un laureato in materie STEM occorrono almeno cinque anni, ci rendiamo conto che una riflessione sul capitale umano vada avviata in modo strutturato al più presto per evitare di mancare inesorabilmente gli obiettivi o, peggio, di non fattorizzare nel nostro paese le importanti ricadute occupazioni e di sviluppo delle competenze che questa rivoluzione rinnovabile può offrire. Le opportunità peraltro non sono limitate al solo settore privato, anzi: anche chi opera nel pubblico è chiamato a guidare la trasformazione del settore energetico nei processi autorizzativi e di valutazione ambientale.

Non è un caso che le previsioni riferiscano che per raggiungere gli obiettivi dell'agenda 2030 si renderà necessario creare circa 700 mila nuovi posti di lavoro, prevalentemente figure tecniche, nel settore delle energie rinnovabili[7].

La transizione ha bisogno di giovani preparati e rivolti con fiducia al futuro, in grado di recuperare i valori dello sviluppo del territorio coniugandoli con quelli del progresso, funzionali alla creazione di benessere sociale ed economico. Giovani che partecipino con entusiasmo e consapevolezza al progetto di un sistema energetico disegnato per una generazione culturalmente aperta e pronta a mettersi in gioco: una generazione che ci piacerebbe chiamare "**generazione fotovoltaica**". Il 2030 è oggi per il capitale umano.

Superare vincoli e ostacoli

Gli operatori del settore solare sono pronti a cogliere la sfida della decarbonizzazione. Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è una grande opportunità per innovare il sistema elettrico e generare benefici, economici e non, per tutti i cittadini. Gli sviluppi tecnologici e regolatori hanno le potenzialità per garantire la messa in opera rapida e corretta degli impianti necessari. Per abilitare questo processo, però, è necessario che tutti gli attori coinvolti lavorino per superare i colli di bottiglia che ancora permangono.

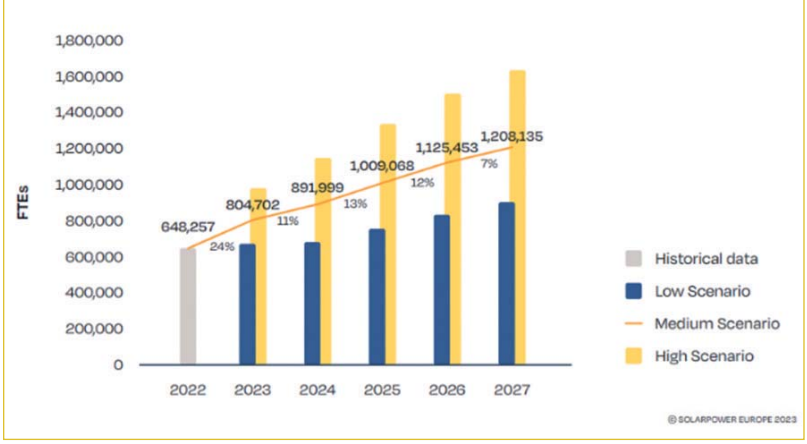


Figura 3
Scenario di crescita del numero di addetti nel settore solare nell'Unione Europea (Full Time Equivalents). I posti di lavoro nel settore solare potrebbero superare 1,6 milioni nel 2027 - *Fonte: Solar Power Europe, EU Solar Jobs Report 2023*

[7] Elaborazione dati McKinsey presentati in occasione del Convegno Annuale di EF Solare Italia, tenutosi a Roma il 21 marzo 2024.

In primo luogo, esistono **opportunità immediatamente accessibili, come ad esempio quelle offerte dal PNRR, che richiedono un cambio di marcia nei processi autorizzativi**, pena la perdita di risorse ingenti. Il riferimento è al **DM Agrivoltaico**, dove progetti con le caratteristiche adeguate corrono il rischio di non poter accedere ai meccanismi di supporto, in quanto non prioritari in fase di valutazione. In secondo luogo, sarebbe auspicabile un'evoluzione del quadro normativo coordinata, che generi certezze e riduca le incognite per gli operatori. **Uno strumento di politica industriale in grado di offrire degli input agli investitori è evocato ormai da decenni**. Il DM Aree Idonee, che doveva rispondere a questa richiesta, ha scelto una via restrittiva, individuando chiaramente i divieti più che le opportunità; ci si interroga inoltre sulla coerenza con la RED III, che punta sulle "aree di accelerazione" e la recente raccomandazione indirizzata ad agevolare il "*permit-granting*". Infine, le regole vanno organizzate in un **testo organico** (D.lgs. Riordino FER) che deve essere la base per le successive evoluzioni che dovrebbero essere ispirate dall'obiettivo di garantire l'armonizzazione delle normative regionali con la normativa primaria a livello nazionale.

Lo **sviluppo delle reti e l'accesso alle connessioni è un altro aspetto chiave per vincere la sfida della decarbonizzazione**. Il collo di bottiglia della rete accomuna Italia, Spagna e gli altri paesi europei. La Commissione Europea ha pubblicato a fine 2023 un piano d'azione sulle infrastrutture di rete, definendole come "il collegamento mancante" ed evidenziando come solo in questo decennio saranno necessari circa 584 miliardi di euro di investimenti nelle reti elettriche per adeguarle alla nuova capacità rinnovabile non programmabile distribuita, ossia una quota consistente degli investimenti complessivi necessari per realizzare la transizione verso l'energia pulita. Si tratta di investimenti che hanno dimensioni paragonabili a quelli necessari per sviluppare nuova capacità rinnovabile; basti pensare che in Italia nei prossimi 10 anni sono circa 33 i miliardi di euro che si stima di investire nelle reti (distribuzione e trasmissione) a fronte di 60 miliardi di euro di investimenti previsti nella generazione fotovoltaica ed eolica. Per movimentare investimenti di questa portata **è necessaria una visione strategica di lungo periodo, supportata da regole chiare, coerenti e condivise, che abilitino la necessaria trasformazione del sistema energetico** assicurando una equa ridistribuzione degli oneri (*burden sharing*) e del ritorno degli investimenti.

Il contributo di EF Solare Italia

Con più di 300 impianti e una capacità installata di oltre 1 GW tra Italia e Spagna, EF Solare Italia è tra i principali operatori fotovoltaici in Europa, partecipata al 70% dai fondi di F2i - Fondi Italiani per le Infrastrutture, il più grande fondo infrastrutturale attivo in Italia, e al 30% da Crédit Agricole Assurances, primo investitore istituzionale francese nelle energie rinnovabili.

EF Solare ha l'obiettivo di guidare la crescita del settore attraverso l'eccellenza operativa, l'innovazione, lo sviluppo di nuovi impianti e la valorizzazione dei propri asset. Inoltre, il Gruppo opera attivamente nel settore agrivoltaico, grazie a 32 MW di serre fotovoltaiche e allo sviluppo di un innovativo modello di agrivoltaico elevato avanzato a consumo di terreno nullo. EF Solare contribuisce, attraverso un dialogo aperto con gli stakeholder, all'evoluzione del quadro normativo abilitante per lo sviluppo dell'energia solare e alla diffusione della cultura delle rinnovabili.

Gli obiettivi strategici del Gruppo si articolano dunque attorno a questi pilastri: valorizzazione degli asset esistenti mediante attività di revamping e repowering; promozione dello sviluppo di nuovi impianti fotovoltaici, anche attraverso soluzioni innovative come l'agrivoltaico; introduzione di nuovi modelli di business per consentire la partecipazione degli impianti fotovoltaici al mercato dei servizi di dispacciamento, con una particolare attenzione all'impiego dello storage.

EF Solare Italia ha continuato a lavorare al miglioramento delle performance degli asset in portafoglio e all'ottimizzazione della loro gestione.

Negli ultimi 3 anni il programma di interventi di miglioramento sugli impianti ha coinvolto oltre 230 MW di capacità installata e generato oltre 30 MW di nuova capacità produttiva da impianti esistenti (**figura 4**). Inoltre, è proseguito l'ambizioso piano di realizzazione di nuovi impianti greenfield, con l'impianto di Bolarque in Spagna, che una volta ultimato sarà il più grande del Gruppo, con 126 MW di potenza installata.

EF Solare guarda all'innovazione come mezzo per la realizzazione di impianti in grado di promuovere un rapporto sinergico tra la produzione agricola e quella energetica, garantendo l'integrazione del fotovoltaico nei territori. In quest'ottica ha aderito, all'inizio del 2023, al **progetto di ricerca europeo *Symbiosyst*** che si è posto l'obiettivo di sviluppare strategie e soluzioni tecnologiche standardizzate ed economicamente vantaggiose, per aumentare la competitività dell'agrivoltaico in Europa.

Figura 4
Repowering dell'impianto fotovoltaico di Marchesana - *Fonte: EF Solare Italia*

Conclusioni

La transizione energetica si basa in particolare sulle fonti rinnovabili (FER) e principalmente sull'energia solare. Il target di installazione FER al 2030 è di oltre 130 GW. Il solare continua a essere protagonista del processo di decarbonizzazione con un target di circa 80 GW, per la massima parte riconducibili al fotovoltaico.

Il fotovoltaico è una fonte rinnovabile non programmabile, capital intensive, con costi di esercizio bassi, distribuita sul territorio e che richiede superfici maggiori per la produzione di energia rispetto agli impianti convenzionali alimentati a combustibili fossili. **Il suo sviluppo richiede quindi che tecnologia, approccio al territorio, regole di mercato e sviluppo di nuove competenze si muovano in modo sinergico**.

Il fotovoltaico è stato interessato da **un'importante evoluzione tecnologica** che ha inciso sia sulla **producibilità** che sul **superamento di alcune limitazioni intrinseche**. In particolare, le nuove tecnologie di drogaggio del silicio offrono efficienza incrementale ai pannelli fotovoltaici, maggiore resilienza al fattore temperatura e maggiore durabilità. Tutto questo si traduce in impianti che offrono migliori produzioni a parità di spazio con la possibilità di fare revamping e repowering su impianti esistenti. La tecnologia inoltre ha aperto opportunità di programmabilità con lo stoccaggio elettrolitico e con l'evoluzione digitale degli impianti, consentendo una sempre maggiore capacità di soddisfacimento della richiesta così come l'accesso ai servizi di rete. L'imperativo per fattorizzare pienamente il contributo tecnologico è la definizione di regole chiare di remunerazione e partecipazione al mercato e la riduzione dei capex unitari.

L'integrazione del fotovoltaico nel sistema elettrico passa anche attraverso l'integrazione nei territori, fondamentale data la sua natura di fonte distribuita. Gli impianti devono consentire un uso duale del terreno ed essere in grado di supportare la competitività del nostro settore agricolo. Senza dubbio l'agrivoltaico (produzione contemporanea di energia elettrica e prodotti agricoli coltivati presso l'impianto fotovoltaico) è una soluzione intelligente di integrazione con i territori, presentando una molteplicità di tipologie e una serie di esternalità positive.

Integrare il fotovoltaico nel sistema elettrico nazionale passa anche attraverso nuovi approcci alle *route to market*. Dal modello delle tariffe incentivanti si sta gradualmente passando a forme di stabilizzazione dei ricavi che consentono agli operatori - in un orizzonte temporale di medio-lungo termine - di sostenere gli investimenti effettuati, di contrastare il fenomeno della volatilità tutelando, al contempo, i clienti finali da eventuali spike di prezzo sui mercati. Quello che si sta delineando all'orizzonte è un ventaglio di opportunità che consentirà agli operatori di spaziare tra modelli regolati ad asta, modelli pure merchant e modelli ibridi. E il 2024 dovrebbe essere l'anno in cui, auspicabilmente, si delineerà in via definitiva il quadro regolatorio di riferimento valido per giungere al 2030.

In ottica prospettica, è interessante ricordare **due possibili game changer**:

- la raccomandazione della Commissione Europea volta a incentivare, nell'ambito delle aste FER, criteri di aggiudicazione "non basati sul prezzo", ritenuti fondamentali per premiare la sostenibilità, l'innovazione, l'integrazione dei sistemi energetici, i prodotti di alta qualità e il contributo a una catena di approvvigionamento resiliente;
- il modello de-centralizzato con profilo standard ipotizzato nella consultazione sul "DM FER X 2", attualmente allo studio, che rappresenta una crasi tra il modello regolato ad asta e il modello *pure merchant* basato sui PPA. Trovando un punto di congiunzione tra due ambiti sin qui paralleli, si aprono possibilità non solo per il supporto alle FER ma anche per l'ottimizzazione dell'utilizzo dello storage e dei prodotti di time shifting, utili a creare i profili standard richiesti dai grandi consumatori.

Per finire, la transizione energetica non può avvenire senza il contributo del capitale umano, con una doppia valenza qualitativa e quantitativa. **Quella del capitale umano è forse la sfida più grande e insidiosa che abbiamo. È una sfida con ricadute prospettiche sul nostro sistema di competenze nel contesto dell'economia globale**. È una sfida che deve tenere conto del calo demografico delle economie avanzate e dell'evoluzione delle esigenze delle nuove generazioni. È una sfida contro il tempo: lo sviluppo delle competenze ha nel tempo e nella chiarezza di indirizzo gli ingredienti fondamentali. Il 2030 è dietro l'angolo.

La transizione energetica ha bisogno di giovani preparati e rivolti con fiducia al futuro, in grado di recuperare i valori dello sviluppo del territorio coniugandoli con quelli del progresso, funzionali alla creazione di benessere sociale ed economico. Giovani che partecipino con entusiasmo e consapevolezza al progetto di un sistema energetico disegnato per una generazione culturalmente aperta e pronta a mettersi in gioco: una generazione che ci piacerebbe chiamare, passatemi il termine, "**generazione fotovoltaica**".

bibliografia

Althesys: IREX Annual Report 2024.

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica: Consultazione pubblica: Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli incentivi per gli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199, agosto 2023.

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima - giugno 2024.

Commissione Europea: Commission Recommendation (EU) 2024/1344 of 13 May 2024 on auction design for renewable energy, 21 maggio 2024.

Commissione Europea: Commission Recommendation on speeding up permit-granting procedures for renewable energy and related infrastructure projects, 13 maggio 2024

Commissione Europea: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids, 28 novembre 2023.

Solar Power Europe: EU Solar Jobs Report 2023.

Staffetta Quotidiana: Il ritorno della tariffa, 14 giugno 2024.

Le prospettive del mercato elettrico italiano

Virginia Canazza, Simona Soci, Ana Georgieva, Anselmo Besuschio, Elena Vecil *MBS Consulting*

Si presenta una sintesi dello scenario MBS e ci si interroga sul ruolo del quadro normativo nella transizione energetica, sulle possibilità di avanzamento del sistema senza riforme e sul come facilitare crescita e integrazione da fonti rinnovabili a costi sostenibili

Introduzione

Tra il 2021 e il 2023 la pressione sui mercati energetici in Italia e in Europa ha reso evidente l'urgenza di garantire la diversificazione e l'efficienza delle forniture. La decarbonizzazione del settore elettrico mediante l'aumento della quota di fonti rinnovabili e altre fonti a basse emissioni di CO_2 nel mix produttivo è al centro delle politiche energetiche: gli obiettivi di decarbonizzazione entro il 2030 in Italia definiti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima - PNIEC [1] sono ambiziosi e puntano un aumento della quota di energia rinnovabile fino al 63% della domanda elettrica, il raggiungimento del quale richiederà una revisione sostanziale dei sistemi infrastrutturali e dell'attuale modello di mercato.

Una nuova fase per il mercato tra discesa dei prezzi e quadro normativo

Oggi l'espansione del mercato delle rinnovabili è entrata in una nuova fase, alla ricerca di un equilibrio tra condizioni di *market parity* per i nuovi investimenti, evoluzione del quadro normativo e volatilità del mercato.

Tra gli strumenti di mercato che possono favorire questo percorso, i *Renewable Power Purchase Agreement* (PPA) hanno un ruolo fondamentale per sostenere gli investimenti, offrendo al contempo ai consumatori opportunità di stabilizzazione dei costi attraverso un approvvigionamento sostenibile. Mercato questo che, dopo l'accelerazione del 2023, è entrato in una fase di forte incertezza. La flessione dei prezzi ha comportato un deterioramento delle opportunità di incontro tra domanda e offerta, a cui si è tentato di rispondere sviluppando offerte sempre più sofisticate e mirate a soddisfare le esigenze di bancabilità e ritorno sugli investimenti dei progetti rinnovabili. L'evoluzione del contesto normativo, che si colloca nel quadro generale dell'allineamento della struttura del mercato italiano a quello europeo e della promozione dello sviluppo delle fonti rinnovabili (rimozione del Prezzo Unico Nazionale - PUN [2], proposta FER X [3], FER 2 [4]), introducendo ulteriori vincoli (non tutti imposti allo scopo di sostenere la transizione energetica, come nel caso del DL Agricoltura [5]) aggiunge d'altra parte complessità e rischia di ostacolare il processo di riaggiustamento.

Le analisi di scenario[1] sul mercato gas ed elettrico in Italia, aggiornate trimestralmente da MBS Consulting, prendono in considerazione diverse ipotesi sul quadro geopolitico, economiche-finanziario e normativo considerati determinanti per il futuro equilibrio dei mercati energetici.

Attese su prezzi, domanda, crescita della capacità rinnovabile e dinamiche zonali

L'alta volatilità dei prezzi, associata alla crisi geopolitica ed energetica, caratterizza ancora lo scenario di breve termine, nonostante nel 2023

[1] I dati storici su cui si basa l'analisi oggetto del presente approfondimento sono aggiornati alla fine di marzo 2024.

i prezzi dell'elettricità siano diminuiti drasticamente dopo il picco del 2022, attestandosi al di sotto dei 130 €/MWh (- 58% y/y). Le ragioni principali di questa evoluzione risiedono nel rilassamento dei fondamentali del mercato del gas naturale e nella conseguente discesa dei prezzi, nella debolezza della domanda (306 TWh nel 2023, in calo del 3% rispetto al 2022) e nell'incremento della produzione rinnovabile e dell'import elettrico. L'aspettativa è che queste condizioni persistano nel breve termine e che il PUN si attesti nell'intorno dei 104 €/MWh nel 2024, ma non si esclude che negli anni immediatamente successivi un ritorno di tensione sul mercato del gas naturale legato a ritardi nella messa in funzione di nuovi impianti di liquefazione e alla contestuale vivace ripresa della domanda asiatica possa spingerli nuovamente verso i 110 €/MWh per tornare verso 105 €/MWh all'inizio del prossimo decennio.

Nel medio termine, il prezzo gas è visto infatti in progressiva diminuzione (l'incremento della capacità di liquefazione a livello mondiale più che compenserà quella della domanda, portando a partire dal 2026 ad un mercato del GNL strutturalmente lungo), mentre quello della CO_2 (grazie all'implementazione delle misure a supporto *dell'Emission Trading Scheme* - ETS) sarà in aumento, a sostegno dei prezzi elettrici e del percorso di decarbonizzazione.

Domanda e contributo delle rinnovabili sono viste su un percorso di crescita. Assumendo un effettivo miglioramento delle condizioni di finanziamento e un utilizzo efficiente dei fondi del *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza* - PNRR [6], nello scenario visto come più probabile, ripresa economica ed elettrificazione porteranno la domanda elettrica in prossimità di 340 TWh nel 2030. La generazione da fonti rinnovabili ha visto una ripresa durante il 2023, principalmente grazie:

- al recupero della produzione idroelettrica del 36% rispetto all'anno precedente quando gli apporti naturali erano su livelli minimi;
- all'aumento delle produzioni eolica e solare rispettivamente del 15% e del 10%, in seguito all'incremento della nuova capacità produttiva.

Nel lungo termine i fattori che potrebbero influenzare l'evoluzione delle produzioni rinnovabili sono di natura complessa. Le statistiche storiche indicano un impatto rilevante del cambiamento climatico sulla producibilità idroelettrica, ridottasi nel tempo a una media di 45 TWh annui, mantenuta come riferimento nello scenario prospettico MBS. Le installazioni di rinnovabili procederanno ad un ritmo sostenuto grazie a condizioni di investimento sempre più favorevoli, e aumentando la quota RES nel mix di generazione, che dovrebbe raggiungere entro il 2030 una percentuale tra il 40% e il 60%.

La distribuzione zonale della nuova capacità si ipotizza vedrà i nuovi progetti large scale concentrati nella macro zona Sud e nelle isole. La crescita delle rinnovabili distribuite per l'autoconsumo dovrebbe essere invece concentrata nell'area del Nord, mantenendo tassi di incremento annuo del 6% in linea con quello storico.

L'espansione della rete seguirà il Piano di Sviluppo 2023 [7] di Terna con i principali potenziamenti operativi già negli anni '20, ma il rischio ritardi per i principali interventi necessari alla risoluzione delle congestioni zonali (*Tirrhenyan* e *Adriatic Links*, così come le prime porzioni dell'*Hypergrid*) resta alto, il completamento delle prime opere si ipotizza solo per l'inizio degli anni '30 nel caso Reference.

In questo contesto, prima del 2030, i rischi più significativi di sovrapproduzione e *curtailment* sono nella zona Sud e nelle Isole, mentre i differenziali zonali di prezzo sono previsti al di sotto di 1 €/MWh in media nel breve termine. Dopo il 2026, è possibile un ampliamento dei differenziali zonali legato all'aumento del consumo di elettricità, combinato con lo sviluppo accelerato delle energie rinnovabili. L'aspettativa nel lungo termine è che lo sviluppo significativo delle fonti di energia rinnovabile nella macro zona Sud faccia scendere i prezzi cannibalizzando le tecnologie solari. Nonostante i miglioramenti della rete, si prevedono infatti ancora congestioni tra le zone settentrionali e meridionali, con conseguenti livelli di prezzo differenti negli anni '30. A partire dal 2035, ulteriori potenziamenti della rete dovrebbero portare a una riduzione delle congestioni interzonali sul continente, ma nelle isole è altamente probabile che permangano criticità.

Lo sviluppo della capacità di stoccaggio

L'emergere di rischi significativi di sovrapproduzione e *curtailment* nella zona meridionale e nelle isole solleciterà un aumento dei nuovi progetti di stoccaggio elettrochimico. A seconda degli scenari alternativi di sviluppo delle rinnovabili e della rete, queste dinamiche potrebbero essere accelerate o ritardate, con una capacità di

stoccaggio prevista tra i 15 e i 20 GW al 2030. Lo sviluppo a lungo termine delle batterie potrà essere accentuato dalle maggiori opportunità di *load-shifting* sul Mercato del Giorno Prima (MGP), con investimenti in batterie elettrochimiche ad alta capacità di accumulo, che nel 2040 potrebbero raggiungere complessivamente 29.4 GW.

Crescita della domanda e della capacità installata: l'impatto del FER X

L'impatto della recente evoluzione regolatoria e normativa sul percorso verso la transizione è controverso, spaziando dai costi di sviluppo (DL Agricoltura [5]) al numero, ai criteri di selezione e distribuzione zonale per l'accesso agli incentivi (DM Aree idonee) [8], fino alla velocità di sviluppo e alla distribuzione della capacità rinnovabile (proposta FER X [9], FER2 [4], DL Energivori [10]) e alla capacità di stoccaggio (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE) [11]).

Ci concentriamo qui su un'iniziale valutazione dell'impatto del FER X, basata sul confronto tra uno scenario alternativo (scenario FER X) con lo scenario *merchant* (MBS Reference). Lo scenario FER X comporterebbe, al 2030, 23 punti percentuali in più sul contributo FER alla domanda rispetto allo scenario Reference (71% verso 48%), dal 37% stimato per il 2023, e 21 TWh di *overgeneration* rispetto agli 0.5 TWh attesi nello scenario Reference.

Nonostante l'impatto positivo del FER X sulle prospettive di crescita delle rinnovabili, sono emersi fattori potenzialmente distorsivi del mercato che potrebbero impattare negativamente sul mercato PPA per cui saranno necessari ulteriori aggiustamenti per garantirne la convivenza con gli strumenti regolati.

Una crescita delle FER più rapida rispetto allo sviluppo della rete, non supportata da un parallelo aumento della domanda, comporterebbe un elevato rischio di ampliamento degli spread zonali (a sud nelle isole in media a sconto di circa 25 €/MWh nel 2030 e al nord a premio di oltre 10 €/MWh rispetto differenziali trascurabili nello scenario Reference), con impatto potenzialmente ribassista sul prezzo medio nazionale (stimato in circa 20 €/MWh nel 2030 con un conseguente ulteriore deterioramento delle opportunità di incontro tra domanda e offerta di PPA

I più elevati costi di sistema che deriveranno dalla necessità di copertura dei nuovi schemi incentivanti graveranno inoltre sui consumatori finali compensando la riduzione del prezzo medio zonale. La macro zona nord verrà inoltre doppiamente penalizzata subendo sia l'aumento degli oneri di sistema che quello del prezzo zonale. In questo contesto, vista la maggiore concentrazione di consumi industriali nella macro zona nord, esiste il rischio di un rallentamento dell'elettrificazione, quindi della crescita della domanda, che enfatizzerebbe l'impatto sui differenziali zonali e sul prezzo medio nazionale previsti nello scenario FER X.

La riduzione dei prezzi e la mitigazione dei segnali di prezzo stessi attesi nello scenario FER X potrebbero infine limitare le possibilità di cogliere le opportunità derivanti dall'innovazione, il cui stimolo verrà lasciato alla regolazione.

Sfide e prospettive per il mercato dei PPA: FERX ma non solo

Il FER X potrebbe inoltre erodere la competitività degli operatori di mercato e delle aziende come alternativa profittevole rispetto alle aste agli incentivi, seppure il contesto regolatorio sia di forte incertezza (in considerazione dell'introduzione del FER X Transitorio per il 2025, il primo bando FER X nella sua versione definitiva non è previsto prima dell'inizio del 2026, senza considerare che non sono mancate in passato manovre che hanno portato alla riduzione dei profitti legati ai meccanismi incentivanti). Ciò nonostante, e nonostante le ultime bozze di DM FER X sembrino voler definire lo schema in modo tale da promuovere la concorrenza tra gli operatori lasciando spazio al mercato e dando priorità allo sviluppo coerentemente con i target di burden sharing definiti dal Decreto Aree Idonee, la durata ventennale dell'incentivo con controparte pubblica si pone comunque come un'alternativa appetibile rispetto a quella PPA, che normalmente prevede periodi compresi tra cinque e dieci anni, a prezzi di mercato, e, soprattutto, in caso di controparti corporate che possono non beneficiare di un rating di merito creditizio da parte di agenzie internazionali.

In questo contesto prevedere esenzioni dagli oneri di sistema per chi sottoscrive l'acquisto di energia rinnovabile tramite PPA, contribuendo al finanziamento e favorendo lo sviluppo di progetti FER, incentiverebbe la domanda di PPA lato *off-takers* contribuendo a facilitare l'incontro tra consumatori e sviluppatori a prezzi poten-

zialmente competitivi sia rispetto alle aste che rispetto al mercato spot, con il rischio tuttavia di aumentare il costo per gli altri consumatori.

Un fattore di rischio per l'ulteriore espansione del mercato dei PPA deriva dalla zonalizzazione del mercato italiano che seguirà la rimozione del PUN. Superato il periodo transitorio, infatti, emergerà la necessità di mettere in atto attività di *hedging* su prodotti scarsamente liquidi: se il rischio legato alla volatilità del prezzo medio nazionale potrà infatti essere coperto attraverso prodotti basati sul PUN *Index*, comunque, per impianti situati in zone di mercato differenti da quelle del consumatore e in funzione del tipo di contrattualizzazione (Pz produttore, Pz *off-taker* o PUN *Index*), o il produttore o il consumatore dovranno farsi carico sia del rischio di variazione del differenziale di prezzo tra Pz produttore e PUN *Index*, che di quello tra PUN *Index* e Pz consumatore. Attualmente, gli unici strumenti disponibili in Italia per la copertura di tali differenziali sono i diritti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC) assegnati da Terna tramite aste. Considerata la già scarsa liquidità (e profondità) dei prodotti di copertura esistenti basati sul PUN sui mercati regolati, appare poco probabile che possano venire proposti prodotti finanziari di copertura del differenziale tra prezzi zonali per il medio-lungo termine.

Nel contesto europeo, il mercato Italiano risulta ancora immaturo. Rispetto a quello spagnolo, il quale è caratterizzato da un'elevata offerta, e dalla competitività degli LCOE. Esistono, al contrario, più analogie con il mercato tedesco: in Germania la domanda è infatti molto alta, grazie principalmente al supporto del tessuto industriale, e dei meccanismi incentivanti (*Contract for Difference* - CfD). Inoltre, il mercato tedesco è assimilabile a quello Italiano per la carenza di offerta, causata dalle caratteristiche morfologiche e autorizzative che limitano l'accesso ai terreni, oltre che dai tempi lunghi di realizzazione. Il rischio autorizzativo è particolarmente sentito in Italia, e al fine di limitarlo gli sviluppatori si focalizzano su impianti di taglia più piccola. L'interesse crescente da parte di potenziali *off-taker* PPA, superiore addirittura alla capacità disponibile, attesta tuttavia come l'Italia abbia il potenziale per ambire allo stato del mercato spagnolo, uniformandosi ai mercati europei più progrediti.

Conclusioni

La transizione del mercato elettrico italiano è caratterizzata da sfide significative legate all'integrazione delle fonti rinnovabili e all'evoluzione del quadro normativo. L'impatto della proposta FER X è controverso: mentre potrebbe aumentare significativamente il contributo delle rinnovabili, rischia di creare distorsioni nel mercato PPA, che, sebbene immaturo rispetto a mercati più avanzati, mostra un potenziale significativo. Tra i passi necessari sul percorso dello sviluppo rinnovabile verso i target 2030 e 2050 vediamo come fondamentali quelli di facilitare gli iter autorizzativi e di creare un contesto normativo stabile e un ambiante favorevole all'utilizzo dei PPA.

GLOSSARIO e ACRONIMI

PNIEC:	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
FER:	Fonti di Energia Rinnovabili
PPA:	Power Purchase Agreement
PUN:	Prezzo Unico Nazionale
PNRR:	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
MACSE:	Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico
MGP:	Mercato del Giorno Prima
CfD:	Contract for Difference

bibliografia

[1] MASE: *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima* - PNIEC - https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024%20errata%20corrige%20pulito.pdf

[2] Gazzetta Ufficiale: *Rimozione del Prezzo Unico Nazionale* - https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2024/02/07/31/sg/pdf

[3] MASE: *Proposta FERX*, https://www.nextville.it/repository/reteambiente/normativa/53757_seconda_bozza_dm_ferx.pdf

[4] Commissione Europea: *La Commissione approva un regime Italiano di aiuti di Stato a sostegno della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili* - https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/ip_24_2387

[5] Gazzetta Ufficiale: *DL Agricoltura* - https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2024/07/13/163/sg/pdf

[6] *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza* - https://www.italiadomani.gov.it/content/sogei-ng/it/it/home.html

[7] Terna: *Piano di Sviluppo 2023* - https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Overview_8db25484d720abe.pdf

[8] Gazzetta Ufficiale: *DM Aree Idonee* - https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2024/07/02/153/sg/pdf

[9] MASE: *Seconda bozza del DM FERX* - https://www.nextville.it/repository/reteambiente/normativa/53757_seconda_bozza_dm_ferx.pdf

[10] Gazzetta Ufficiale: *DL Energivori* - https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2024/02/07/31/sg/pdf

[11] Terna: *Disciplina del Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico* - https://download.terna.it/terna/Disciplina_MACSE_finale_8dc5adee4100d68.pdf

[12] Terna: *Rapporto Mensile sul sistema elettrico* - https://download.terna.it/terna/Rapporto_Mensile_Maggio_24_8dc95df429cc74d.pdf

Il Contributo del CN Italiano del Cigre al futuro della rivista L'Energia Elettrica

Massimo Rebolini *H.M. Cigre*

Cigre è una associazione no profit, apolitica fondata nel 1921 sotto la legge francese. Nell'articolo si affronta il contesto strategico in apertura del nuovo centenario e il contributo che il CN Italiano può offrire alla rivista L'Energia Elettrica

Introduzione

Il centenario della rivista L'Energia Elettrica coincide con l'inizio del secondo centenario del Cigre ed entrambi entrano nel loro secondo secolo. Il Cigre ha raggiunto oltre 20000 membri in più di 90 paesi e raccoglie la più grande comunità elettrica mondiale per condividere la conoscenza, l'informazione e l'esperienza nel campo dei Sistemi Elettrici e delle Reti Elettriche.

Siamo di fronte a una nuova fase di sviluppo del vettore energia elettrica che risulta essere la chiave di volta della transizione energetica.

Le tecnologie che stanno alla base di questo sviluppo saranno oggetto di forti innovazioni che saranno alla base della pianificazione e della gestione delle Reti Elettriche di Trasmissione: basti pensare alla rivincita che si sta prendendo la corrente continua sulla corrente alternata e alla sempre più diffusa generazione distribuita rispetto alla generazione centralizzata a causa degli impianti solari ed eolici, il controllo e la sicurezza delle reti elettriche a fronte dei cambiamenti climatici e gli aspetti di governance e di mercato del vettore energia elettrica e degli skill professionali che saranno richiesti alle future generazioni di tecnici.

Visione strategica del Cigre

L'obiettivo del Cigre è di fornire un forum globale per lo sviluppo delle Reti Elettriche e dell'industria elettrica attraverso una condivisione della conoscenza e delle esperienze che avvengono nei vari paesi. Vengono esaminati gli impatti che il clima e la geopolitica producono e come le tecnologie e l'innovazione possano tradursi in soluzioni affidabili e sicure. Il contesto strategico dei prossimi decenni vede una popolazione mondiale in continua crescita con una forte pressione sulle risorse chiave: cibo, acqua ed energia. Lo sviluppo globale e la pace sono dipendenti da un accesso equo e solidale a queste risorse.

Abbiamo già descritto la storia della nostra associazione nei suoi primi 100 anni (cfr. [1] disponibile on line) e quali sono state le transizioni energetiche che si sono susseguite: dalla generazione elettrica da fonte idroelettrica e dal carbone per poi passare a una generazione elettrica da fonti fossili (petrolio e gas). Oggi assistiamo a una nuova transizione energetica basata sulle fonti rinnovabili non programmabili (sole e vento) che a differenza delle precedenti sono sempre più diffuse e distribuite sui vari livelli di tensione. Questo fattore ha attratto nuove industrie e settori nel mondo Cigre. Il nome inizialmente raccoglieva le Grandi Reti Elettriche di Trasmissione mentre oggi le Reti Elettriche (trasmissione e distribuzione) sono di fatto un sistema integrato con un ulteriore ampliamento dovuto alla utenza stessa che diventerà attore dello sviluppo delle reti. Il Cigre avrà quindi nuovi e importanti problemi da affrontare: nuovi metodi di pianificazione delle reti, nuove soluzioni per la loro resilienza e la sicurezza, nuove soluzioni di controllo e ge-

stione, nuove soluzioni di mercato.

La **figura 1** riportata nel Piano Strategico del Cigre [2] indica l'organizzazione dei Comitati di Studio e mette in risalto i temi principali da sviluppare nel prossimo decennio.

Tra i tanti mi preme sottolineare il contributo che il Cigre fornisce alla Corrente Continua. Alla fine del 1800 Westinghouse e Tesla ebbero la meglio su Edison dimostrando, anche grazie allo sviluppo del trasformatore, la maggiore efficienza delle reti in corrente alternata per trasmettere e distribuire l'energia elettrica sul territorio [3]. Ma l'abbandono dei fossili riporta nuove opportunità per la Corrente Continua per prendersi la rivincita. All'origine di questo ritorno vi è la distribuzione geografica degli impianti a fonti rinnovabili che richiedono di veicolare l'elettricità dalle aree di produzione, in generale a basso carico, verso aree di consumo lontane (centri urbani e industriali) consentendo di conseguire cinque vantaggi:

1. interconnettere le reti per l'interscambio di energia,
2. trasmettere a lunga distanza grossi quantitativi di energia,
3. attraversare lunghi tratti di mare,
4. aumentare le interconnessioni esistenti tra reti elettriche non sincrone,
5. realizzare reti magliate in corrente continua.

Il Cigre con la sua organizzazione a livello globale permette di aggiornare e sviluppare di continuo l'insieme dei collegamenti HVDC fornendo utili contributi anche da parte del CN Italiano [4].

Fattori critici principali

Nel breve articolo mi limito a indicarne due: il cambiamento climatico e la geopolitica. Il primo viene analizzato nella rivista Electra del febbraio 2024 [5] dove si riportano per ciascun effetto del clima i rischi identificati. La soluzione per avere infrastrutture resilienti viene data attraverso due criteri: da un lato la previsione o anticipazione, dall'altro l'adattamento. La previsione della resilienza e la sua valutazione con lo sviluppo di nuove metriche e contromisure (SIRI), sviluppate dal CN italiano, sono state riportate nella rivista Electra del giugno 2024 [6]. I due criteri sono entrambi inclusi nelle attività della AEIT (convegni, workshop, ecc.) e nei temi della rivista L'Energia Elettrica.

Mi soffermo invece sul fattore geopolitico e i rischi che comporta nel prossimo decennio. Ho già descritto in un mio articolo [7] come la geopolitica ha influito sullo stato delle reti elettriche nel secolo trascorso.

Allo stato attuale tutte le previsioni dello svi-

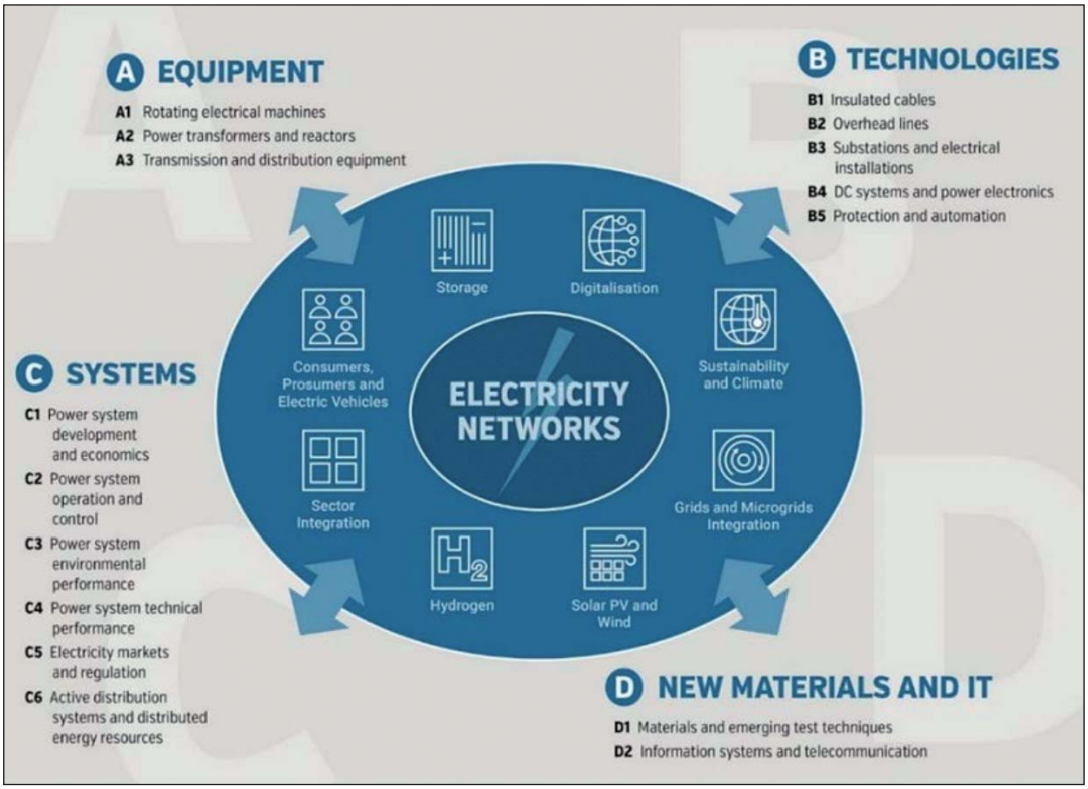


Figura 1
Organizzazione Comitati di Studio Cigre 2024-2030

luppo delle fonti energetiche e delle Reti Elettriche sono fortemente incerte e con esiti contrastanti. Solo nel 2012 ricordo che nella sessione plenaria del Cigre di Parigi, Zhenya Liu, presidente di State Grid Corporation of China [8], riportava la visione di una rete elettrica globale che univa le aree del mondo in base alle risorse rinnovabili disponibili e che nell'anno seguente nel 2013 il presidente cinese Xi Jinping presentava la BRI (Belt Road Initiative).

Esaminando le interconnessioni presentate (**figura 2**) si vede chiaramente come oggi a distanza di soli 10 anni i paesi coinvolti siano nel pieno di shock geopolitici che ci riportano al secolo scorso.

Nonostante questo, lo sviluppo delle Energie Rinnovabili e in particolare del Fotovoltaico ha toccato livelli da record. Dati recenti forniscono numeri impressionanti. Il solare è la fonte con la crescita più veloce e con investimenti che superano tutte le altre fonti. Nel mondo il 6% dell'elettricità (1600 TWh) viene generata da impianti fotovoltaici: sembra poco ma se pensiamo che nel 2004 ci voleva 1 anno per installare 1 GW, nel 2010 un mese, nel 2016 una settimana, nel 2023 alcuni giorni mentre si prevedeva nel 2024 l'installazione di 520-665 GW (IEA) oggi, nel 2023, sono già stati installati 1.419 GW. Le previsioni IEA sono state sempre superate dalla realtà (**figura 3**).

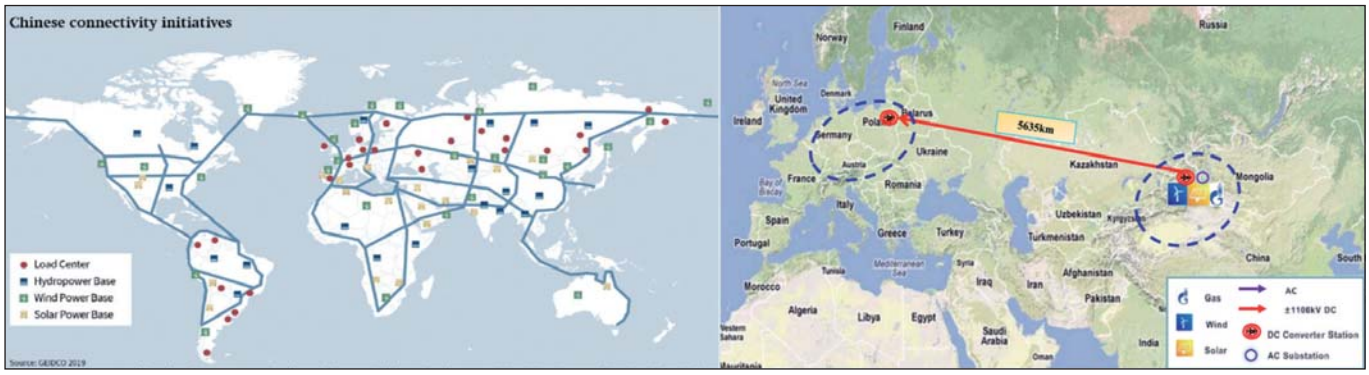


Figura 2
Iniziative Cinesi per Interconnessioni Globali

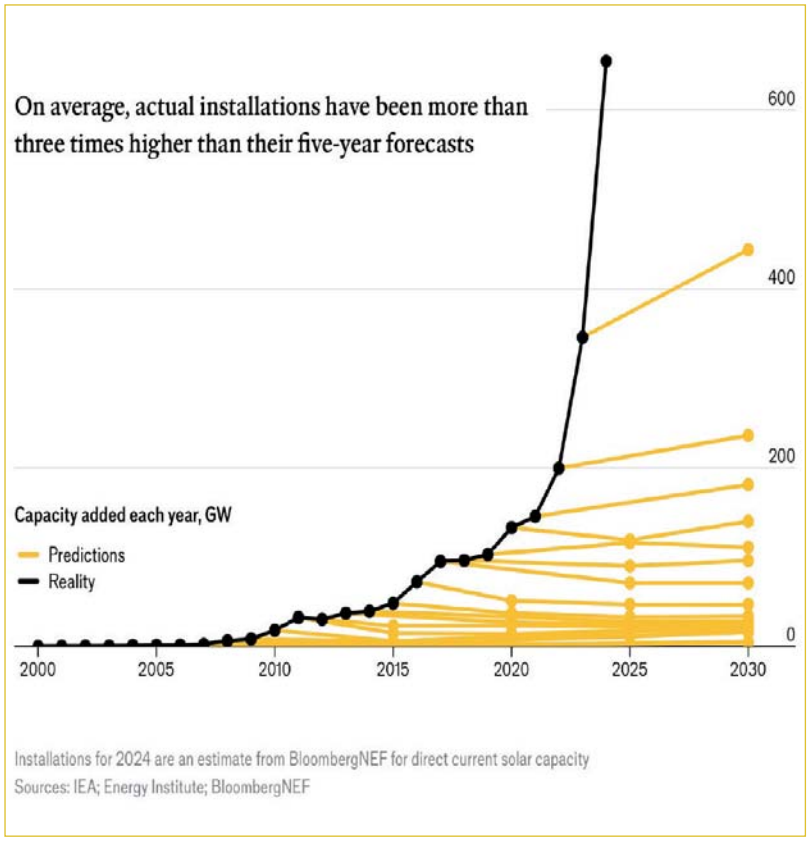


Figura 3
Previsioni IEA su Capacità Annuale Solare in GW

Lo sviluppo di questa tecnologia fa sì che nel 2040 nello scenario net-zero CO_2 emission l'energia solare diventerà la fonte maggiore di energia primaria (**figura 4**). Attualmente il LCOE (*Levelised Cost of Electricity*) del solare a livello mondiale è sotto i 40 $. Le industrie cinesi nel 2023 hanno prodotto il 93% del polysilicon mondiale destinato alle celle solari e hanno una capacità produttiva di 7 milioni di tonnellate annue necessarie per 3,5 TW di pannelli.

Se diamo però uno sguardo alla catena di fornitura (riportata in **figura 5**) va sottolineata una forte criticità: la produzione del polysilicon, che avviene per trattamenti chimici del silicio cosiddetto metallurgico ad alto grado di purezza (tramite forni ad arco), richiede un forte consumo di elettricità.

Molte industrie cinesi godono dei vantaggi di un vasto e protetto mercato interno: infatti la produzione del polysilicon avviene in stabilimenti siti nella regione dello Xinjiang e confinanti con miniere e megaimpianti a carbone che generano l'energia elettrica necessaria (pari al 40% del costo del materiale). Si dovrebbe anche in questo caso, come si fa con l'idrogeno, aggiungere un aggettivo colorato ("polisilicio nero" o "polisilicio verde") per indicarne la fonte di produzione (dal "polycarbon nero " come quello cinese a un "polycarbon rosa" se l'elettricità è generata da una centrale nucleare a un "polycarbon verde" nel caso di elettricità generata da impianti idroelettrici).

L'Europa è il continente con un alto numero di impianti solari e già nel Giugno 2024 in Spagna e Germania si sono registrati prezzi negativi nelle ore di grande insolazione.

Ci sono tre metodi principali che industrie e regolatori dovrebbero stabilire per avere un mercato più efficiente: trasmettere energia nelle aree dove non c'è surplus, spostare la domanda nelle ore in cui energia solare è prodotta al massimo e immagazzinare l'energia elettrica con impianti di stoccaggio. Inviare l'energia nelle aree senza surplus richiede una rete ancor più interconnessa: ENTSO-e stima che implementando le interconnessioni tra gli stati si recupererebbe nel 2040 una energia di 42 TWh che altrimenti andrebbe perduta. Il problema è che l'estensione della Rete Elettrica richiede

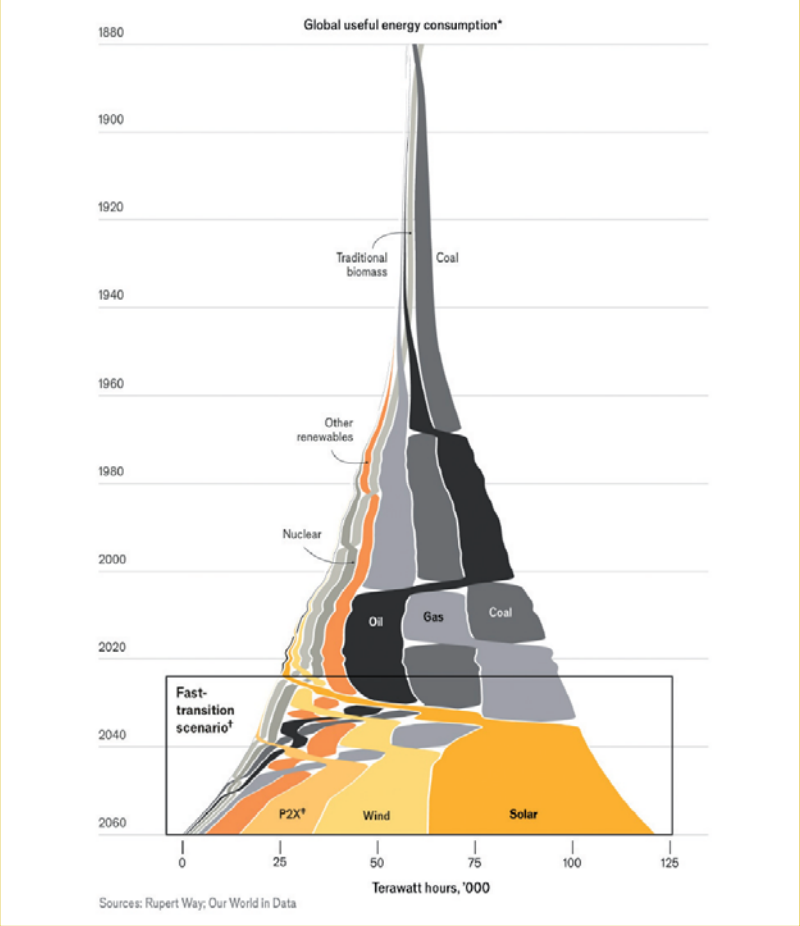


Figura 4
Scenario 2024-2060 Consumi di energia globale

tempo e nel contempo, se si realizzassero le interconnessioni senza interventi sui mercati si avrebbero delle situazioni intollerabili dato che i beneficiari possono essere da un lato i produttori e dall'altro i consumatori con altri gruppi che perderebbero in entrambi i mercati. Nel Giugno 2024 la Svezia ha cancellato l'interconnessione con la Germania da 700 MW Hansa PowerBridge temendo che avrebbe azzerato i prezzi per i consumatori domestici.

I record del solare spingono gli ingegneri del Cigre a presentare iniziative che vedono l'energia solare regina delle fonti.

Tra le tante cito, tanto per rimanere nel tema interconnessioni, una Iniziativa [9] denominata *One Sun One World One Grid* (OSOWOG) per interconnettere l'Europa con il Sud est dell'Asia. Il progetto comprende un perimetro geografico di 117 paesi dove il carico elettrico secondo IEA passerà da 8200 TWh a 16300 TWh nel 2050. L'iniziativa considera le organizzazioni regionali e riporta 19 corridoi potenziali di interconnessione con la creazione di una rete globale ecosostenibile che vede l'India (paese che ha superato la Cina come numero di abitanti) come fulcro dei collegamenti con uno sviluppo massiccio di Fonti Rinnovabili (solare su tutte). Ho già trattato una descrizione della rete indiana analizzando i progetti di Mega Parchi Solari e nuove centrali idroelettriche di produzione che sono il driver del progetto [10].

Ma anche per questa iniziativa il fattore più critico sono le guerre, i conflitti in corso e le dispute territoriali tra i vari stati e quindi il fattore geopolitico.

Ho riportato nella **figura 6** l'area geografica delle interconnessioni inserendo sulla mappa un contrassegno con indicazione delle criticità derivanti dalla geopolitica. Nell'Africa subsahariana il solare è nella maggior parte dei casi off-grid ed entra in competizione con i generatori diesel più costosi. Aggiungo che le guerre in atto e le crisi economiche creano un forte attacco alle reti elettriche, disarticolandole e creando interruzioni di elettricità prolungate spingendo le società private ad aumentare gli investimenti in impianti solari e batterie per permettere a industrie e utenti tariffe più economiche rispetto a quelle degli operatori tradizionali di rete (cito il caso del Sudafrica che ha raggiunto il record nel 2023 di black out programmati).

Figura 5
Catena di Fornitura per impianti solari

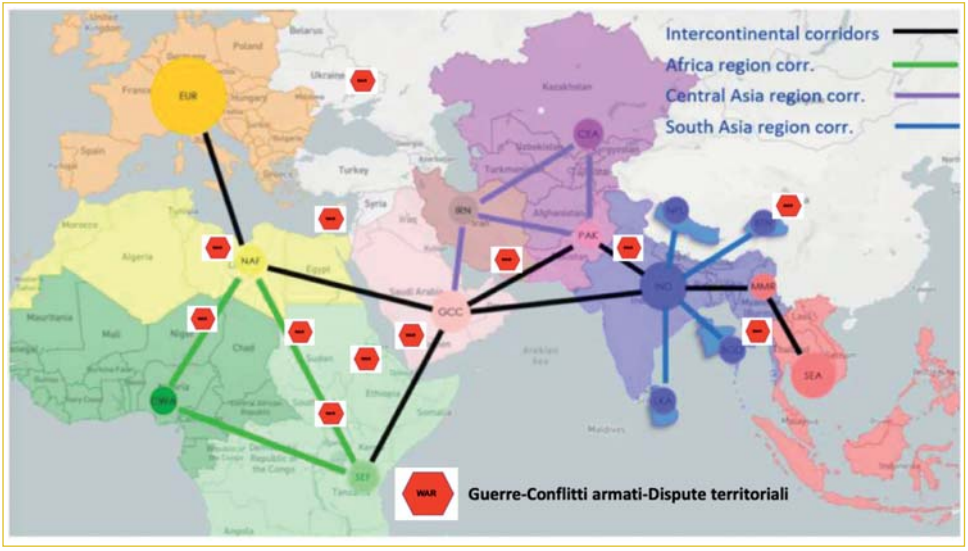


Figura 6
Corridoi Intercontinentali e rischi geopolitici

Proprio a causa dei conflitti in molti paesi si impiegano infatti diesel generatori con traffici consistenti di combustibili fossili. Le guerre in corso a mio avviso sono da considerare come una sfida al Green Deal Europeo per quegli stati che sopravvivono economicamente grazie agli introiti dei fossili (Federazione Russa, Iran, Libia solo per citarne alcuni).

Una considerazione conclusiva riguarda la scelta CIGRE di articolarsi anche in Comitati Regionali.

Al momento sono quattro: AORC (Asia-Oceania), RIAC (Ibero-America) NRCC (Nordic) SEERC (Souh East European Regional Council).

Quest'ultima prese forma dopo il periodo delle guerre balcaniche (1990-1999) e la dissoluzione della Jugoslavia. Venne costituita nel 2013 (sul sito https://cigre-seerc.org è riportata una breve storia) ma negli anni seguenti si è allargata fino a comprendere, come si vede in **figura 7**, anche Ucraina, Turchia, Georgia e Israele. È un esempio di come non esistano confini per gli ingegneri elettrici e di come si possano attuare in modo concreto cooperazione e scambi reciproci di conoscenza promuovendo la pace e il rispetto tra le nazioni.

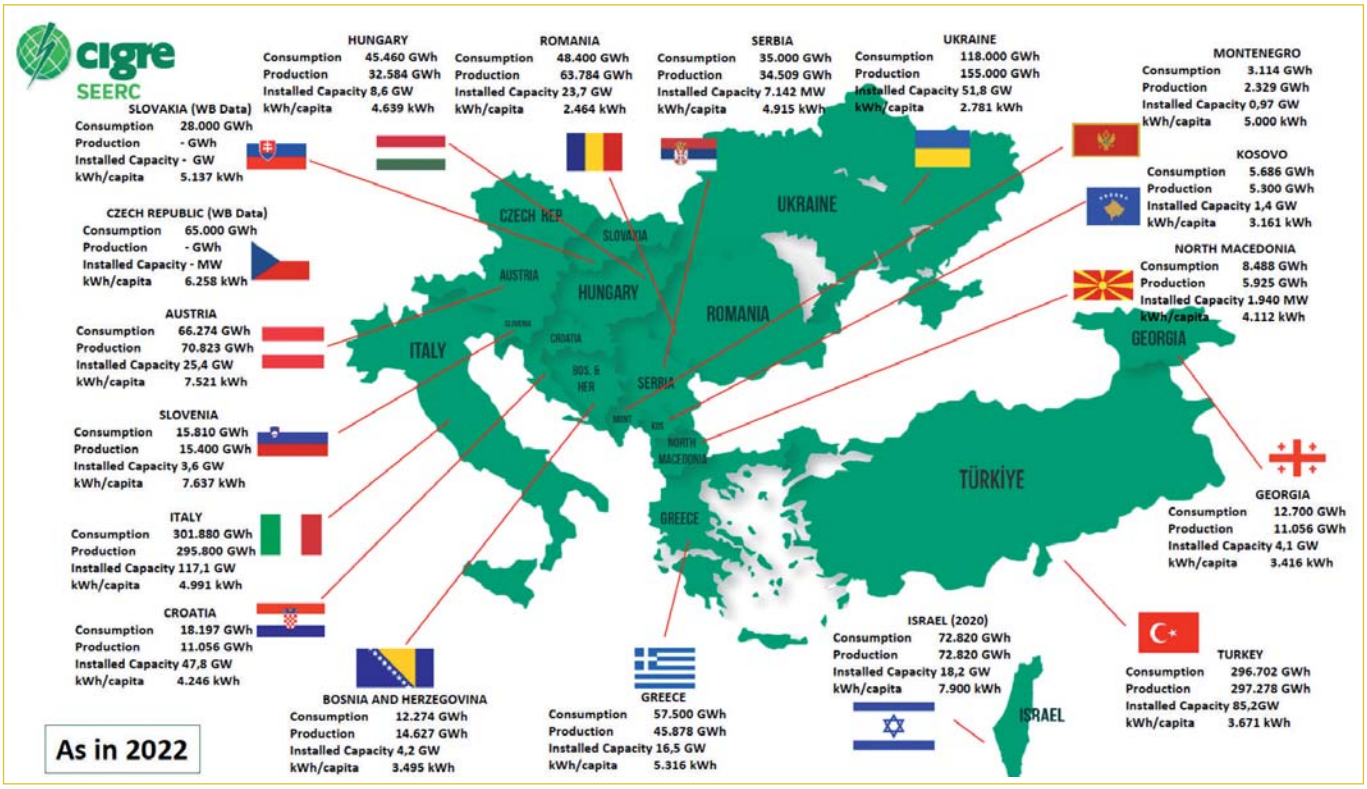


Figura 7
Comitati Nazionali Membri del SEERC

bibliografia

[1] M.Rebolini: *Dal 1921 al 2020: 99 anni di storia del comitato nazionale italiano Cigre* - https://www.cigre-italy.org/introduzione

[2] Cigre 2023: Strategic Plan -Entering Cigre's 2nd Century - Horizon 2030 disponibile su www.cigre.org

[3] M.Rebolini: La rivincita della corrente continua - https://www.rivistaenergia.it/2021/07/la-rivincita-della-corrente-continua

[4] M. Rebolini: Cigre Atlas of HVDC Systems with Italian TSO Experience, Keynote Speech - *AEIT HVDC International Workshop* Venezia, marzo 2017.

[5] M. Vasquez Miranda: Are we building the electricity system of the future? *Electra*, n. 332 February, 2024.

[6] E.M. Carlini et alii: Evaluation of grid operational resilience stressed by energy transition and climate change: new metrics (SIRI) and countermeasures. *Electra*, n. 334 June 2024.

[7] M. Rebolini: Geopolitica dell'elettricità e impatto sulle reti Elettriche. *L'Energia Elettrica* n. 6, novembre/dicembre 2022.

[8] Liu Zhenya: Intercontinental Transmission Highway for Optimization of Global Energy resource. Plenary Session August, *Cigre*, Parigi 2012.

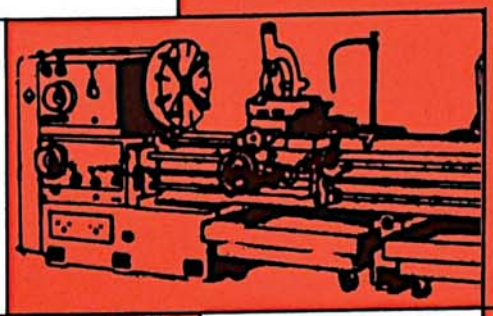
[9] N. Chamollet: Road map for implementing "One Sun One World One Grid": an intercontinental power grid from Europe to South-East Asia. *Electra,* n. 334, Jun 2024.

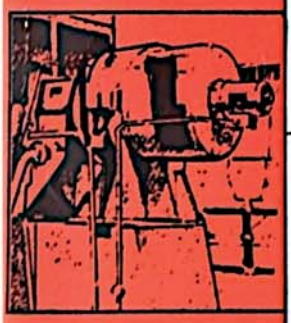
[10] M. Rebolini: Sistema Elettrico dell'India, *rivista L'Energia Elettrica,* n. 4, luglio/agosto 2021.

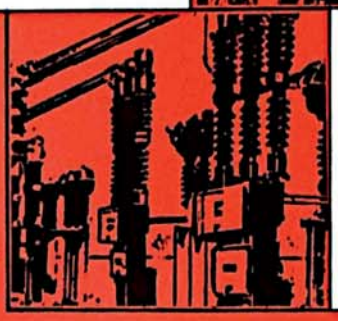
L'Energia Elettrica

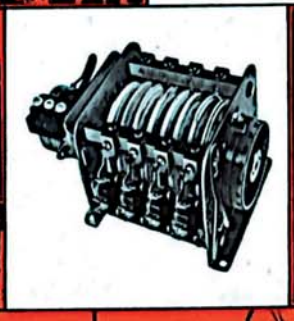
A

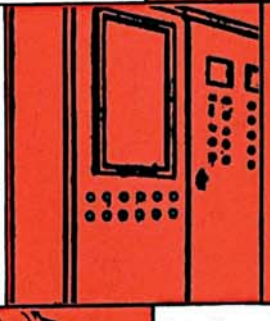
...dove
la qualitá
é determinante











emmediemme

FOSSATI

La prima copertina dell'editore AEI - N. 1 del 1980

L'Energia Elettrica

B

N. 2
1980

Copertina del N. 2 - 1980

Ufficio Centrale |
Via Mauro Macchi 32| Milano |
Tel. 02 87389960 | Fax 02 66989023 | www.aeit.it

HITACHI
Inspire the Next

Power Quality su misura

Il portafoglio di sistemi di rifasamento e filtraggio flessibili, compatti ed efficienti di Hitachi Energy migliora la qualità dell'energia, qualunque sia l'applicazione. Dagli aeroporti alle fabbriche, dall'e-mobility ai data center: assicura le migliori prestazioni al tuo impianto.

Inquadra il QR code e scopri di più sulle soluzioni Power Quality di Hitachi Energy

Hitachi Energy