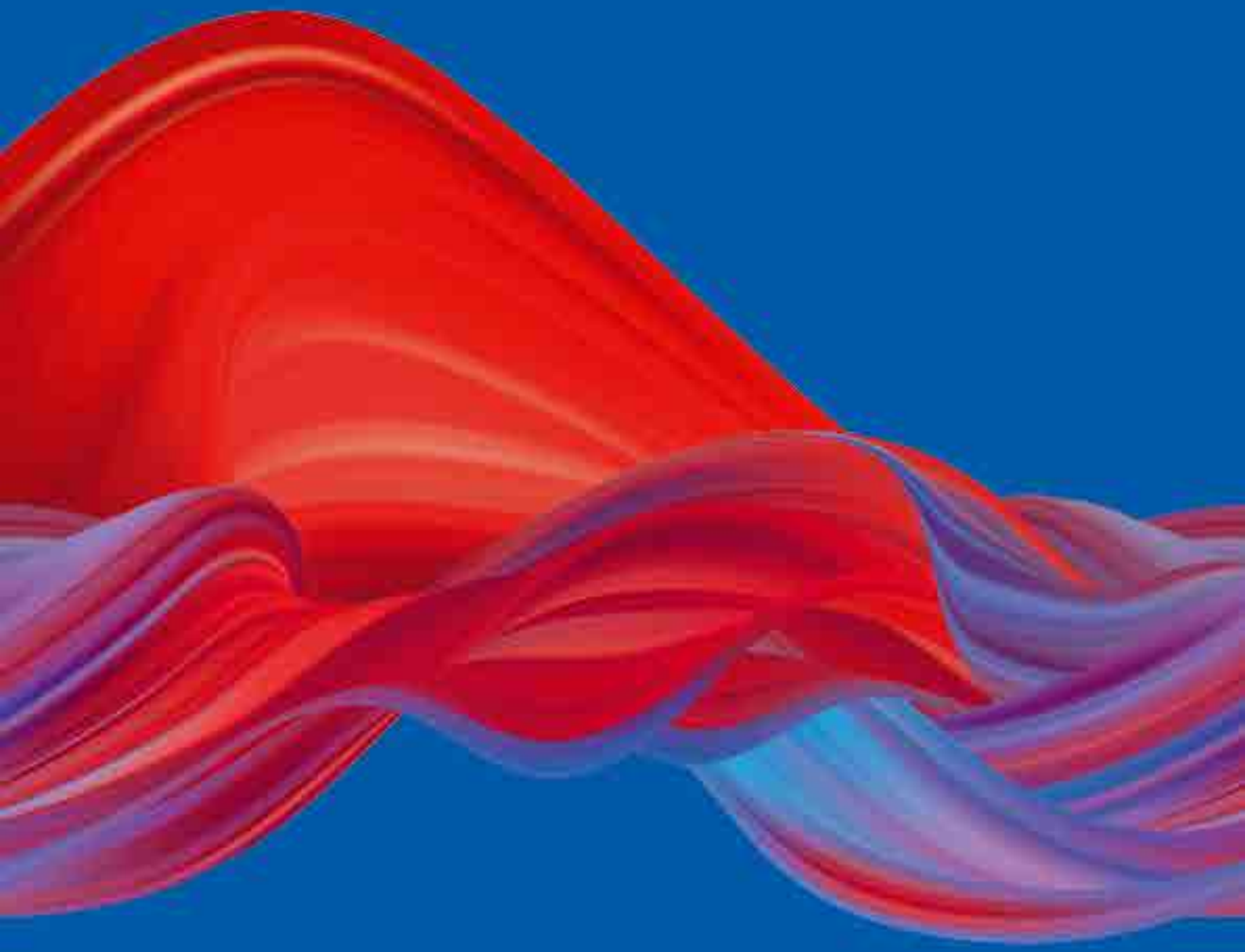
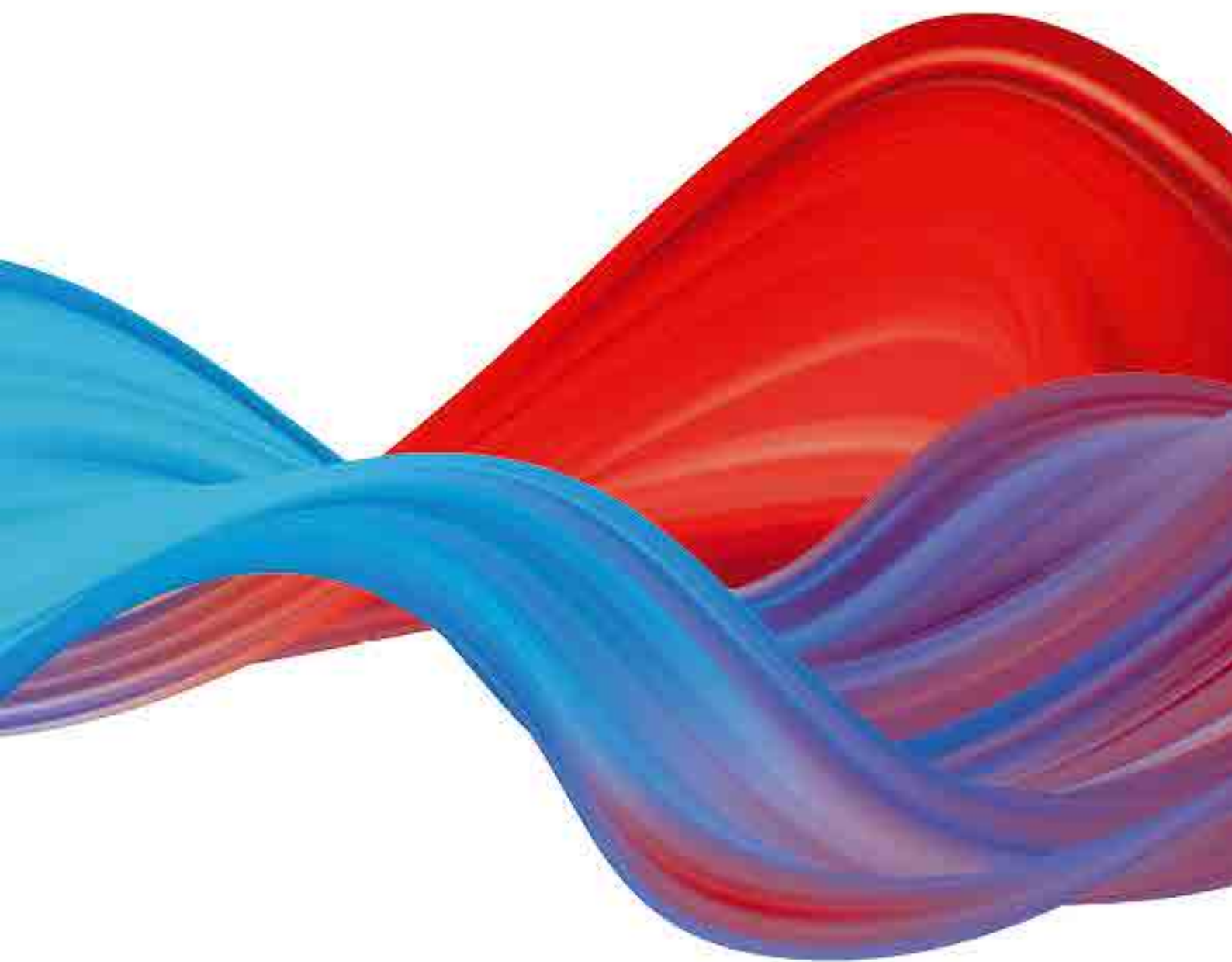


2023

PIANO DI SVILUPPO
OVERVIEW





Driving Energy

Siamo il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa.

EsercitiAMO il ruolo di **regista e abilitatore della transizione ecologica** per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente.

Sostenibilità, innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

Abbiamo la grande responsabilità di assicurare l'energia al Paese garantendone **la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo**.

Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, perseguendone lo **sviluppo e l'integrazione con la rete europea**, assicurando in sicurezza **parità di accesso a tutti gli utenti**.

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business portando in Italia e all'estero le nostre competenze e la nostra esperienza.

La rete del futuro è già qui

Il Piano di Sviluppo 2023 (PdS 2023) si colloca in un momento storico che pone ancora più al centro il tema dell'energia.

In questo contesto, in qualità di Transmission System Operator (TSO), Terna deve disegnare una rete in grado di sostenere la progressiva decarbonizzazione e una sempre maggiore integrazione delle rinnovabili garantendo al tempo stesso efficienza e sicurezza degli approvvigionamenti.

È un compito molto complesso, che richiede la “regia” di un coordinatore centrale indipendente dotato di visibilità complessiva su un numero elevato di attori, sia sul fronte della produzione sia su quello della domanda. Per questo Terna, da gestore della Rete di Trasmissione elettrica Nazionale (RTN), si definisce **regista della transizione** e la strategia aziendale è **Driving Energy**.

Dal punto di vista del “sistema” la transizione verso un sistema di “produzione diffusa” da fonti rinnovabili sta infatti rapidamente modificando il mercato con la conseguente crescita esponenziale delle risorse attive distribuite connesse alla rete.

La gestione delle richieste di connessione in alta tensione, che arrivano direttamente e indirettamente (attraverso le società distributrici) da chi propone iniziative rinnovabili, ci permette di avere una visione sistemica della situazione attuale e dei futuri scenari. In questo modo Terna può monitorare la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto dei requisiti di sicurezza e qualità del servizio, in una parola la sua “adeguatezza”.

Dal punto di vista della “trasmissione” dell'energia elettrica - cioè quel segmento della filiera elettrica che riguarda il trasporto dell'energia dalle fonti di produzione alle reti di distribuzione - questa sfida richiede **uno sforzo di programmazione, autorizzazione e realizzazione delle infrastrutture che in Italia non ha precedenti negli ultimi decenni**.

Terna ha così deciso di imprimere un'ulteriore accelerazione agli investimenti più importanti e di maggiore utilità per il sistema elettrico con il Piano di Sviluppo della rete di trasmissione più ambizioso di sempre: il **PdS 2023 ha un valore complessivo, sul decennio 2023-2032, di circa 21 miliardi**.

Se calcoliamo gli investimenti complessivi per queste infrastrutture strategiche sull'intera "vita delle opere", che va un po' **oltre l'orizzonte decennale, saliamo a oltre 30 miliardi.**

I cardini strategici di questo piano, come anticipato, sono sempre **in linea con gli obiettivi nazionali e internazionali di decarbonizzazione**, a partire da un'integrazione sempre più efficiente delle energie rinnovabili, ancora in forte crescita (nel 2022 ci sono state richieste di connessione alla RTN per oltre 300 GW), attraverso una rete in grado di gestire le variazioni di generazione improvvise e mai programmabili che questo tipo di fonti comportano.

A integrazione delle opere fondamentali in quest'ottica che erano previste dai piani precedenti, come il **Tyrrhenian link** e l'**Adriatic link**, Terna presenta con il PdS 2023 **nuovi interventi di sviluppo dal valore complessivo di circa 11 miliardi** che sono proprio funzionali all'integrazione di sempre più capacità rinnovabile, il cosiddetto **Hypergrid**.

Si tratta di un progetto innovativo che sfrutterà le tecnologie della trasmissione in corrente continua (HVDC) per raggiungere gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica: in sintesi Terna realizzerà un'imponente operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti sulle dorsali est e ovest del Paese, fino alle regioni del Sud e le isole, accompagnata da nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV. In questo modo aumenteranno le prestazioni di queste linee, riducendo al minimo il loro impatto ambientale, e trasferendo sempre più potenza generata da rinnovabili nel sud Italia verso le zone di carico del Nord.

Tra i principali benefici attesi, anche grazie a questi nuovi "corridoi", c'è il **raddoppio della capacità di scambio tra zone di mercato**, favorito ulteriormente dai sistemi digitali di controllo dei flussi: si arriverà **a oltre 30 GW** dai circa 16 attuali. Sul lungo termine (al 2040) è inoltre prevista una **riduzione totale delle emissioni di CO₂ fino a quasi 12.000 kt/anno**, a conferma del forte impegno di Terna per garantire alle prossime generazioni un futuro sostenibile.

Complessivamente, il PdS 2023 prevede quindi oltre 30 opere che permetteranno al nostro Paese di affrontare le sfide attuali e future.

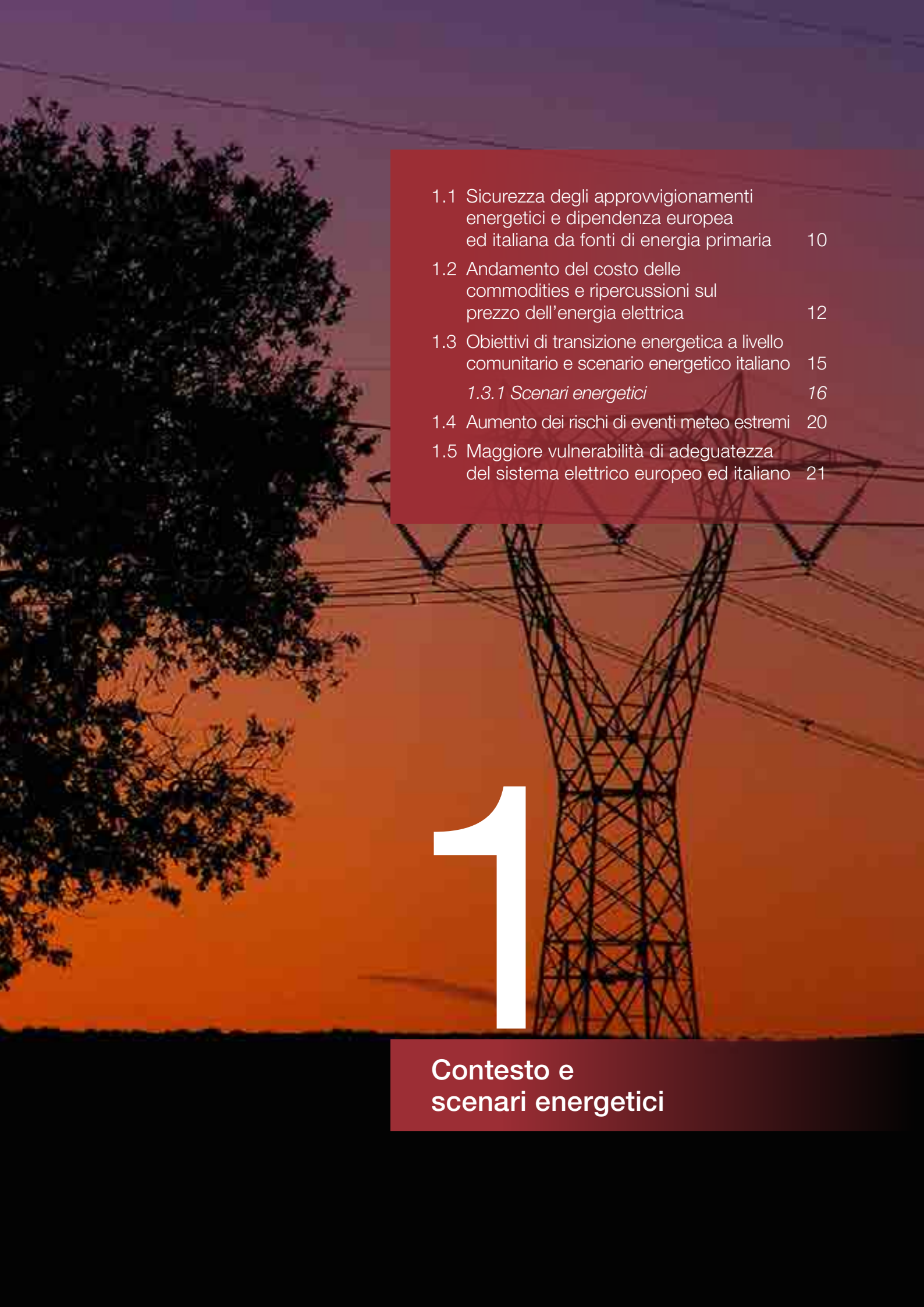
Indice

1	Contesto e scenari energetici	7
	1.1 Sicurezza degli approvvigionamenti energetici e dipendenza europea ed italiana da fonti di energia primaria	10
	1.2 Andamento del costo delle commodities e ripercussioni sul prezzo dell'energia elettrica	12
	1.3 Obiettivi di transizione energetica a livello comunitario e scenario energetico italiano	15
	1.3.1 <i>Scenari energetici</i>	16
	1.4 Aumento dei rischi di eventi meteo estremi	20
	1.5 Maggiore vulnerabilità di adeguatezza del sistema elettrico europeo ed italiano	21
2	Fattori abilitanti la transizione	25
3	Evoluzione delle richieste di connessione alla rete	31
	3.1 L'analisi di Terna sulle aree disponibili all'installazione di nuovi impianti FER	40

4	Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo	43
	4.1 Obiettivi e strategia di sviluppo	44
	4.2 Gli investimenti del Piano di Sviluppo 2023 e i principali benefici attesi	47
	4.3 La rete Hypergrid	50
	4.3.1 <i>Hypergrid e i suoi progetti</i>	52

5	Struttura del Piano di Sviluppo 2023	61
----------	---	-----------





1.1	Sicurezza degli approvvigionamenti energetici e dipendenza europea ed italiana da fonti di energia primaria	10
1.2	Andamento del costo delle commodities e ripercussioni sul prezzo dell'energia elettrica	12
1.3	Obiettivi di transizione energetica a livello comunitario e scenario energetico italiano	15
	<i>1.3.1 Scenari energetici</i>	16
1.4	Aumento dei rischi di eventi meteo estremi	20
1.5	Maggiore vulnerabilità di adeguatezza del sistema elettrico europeo ed italiano	21

Contesto e scenari energetici

Contesto e scenari energetici



Il suo ruolo di “regista della transizione” permette a Terna di pianificare lo sviluppo di una rete che possa fare fronte a tutte le sfide della transizione energetica tenendo conto di una serie di temi fondamentali, legati proprio alla complessità del contesto attuale, su cui ci concentreremo nelle prossime pagine.

Principali aspetti per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica

SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI ENERGETICI

L'Europa copre gran parte del suo fabbisogno energetico attraverso importazioni da paesi extra-UE. Fino al 2021 la Russia spiccava come fornitore energetico principale, soprattutto per quanto riguarda il gas. L'Italia, come l'Europa, è un importatore netto di energia anche per le forniture elettriche.

Nel 2021 l'Europa ha importato il 60% del suo fabbisogno energetico da paesi extra-UE.

Nello stesso anno l'Europa ha importato 155 miliardi di metri cubi di gas dalla Russia, pari al 40% dei suoi consumi gas. Anche in Italia circa il 40% del gas importato nel 2021 era di origine russa.

Il fabbisogno elettrico italiano nel 2021 è stato coperto per circa 37% da risorse interne al Paese (esclusivamente rinnovabili), la parte restante è stata importata direttamente o indirettamente (per esempio attraverso centrali che convertono gas importato in elettricità).

COSTO DELLE COMMODITY E PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'andamento del prezzo dei combustibili fossili, in particolare quello del gas, incide fortemente sul mercato elettrico a causa del *system marginal price*, che valorizza anche le offerte per fonti rinnovabili al costo marginale del sistema (determinato tipicamente da impianti a gas).

A partire dall'estate 2021 il costo del gas quotato sulla borsa europea ha subito una rapida crescita, causata in primis da un forte aumento della domanda asiatica poi acuita dagli stress politici internazionali legati alla guerra tra Russia e Ucraina.

Nel corso dell'anno 2022 il prezzo del gas ha raggiunto i massimi storici superando la soglia dei 330 €/MWh a fine agosto, a fronte di un prezzo medio degli ultimi anni attorno ai 20 €/MWh.

Anche i valori del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica (PUN) di conseguenza hanno subito un'accelerazione, con punte ben oltre i 500 €/MWh raggiunti ad agosto 2022. La media annua del PUN è passata da 52 €/MWh nel 2019 a 305 €/MWh nel 2022, con forti impatti anche sui clienti finali.

Nel corso dell'anno 2022 un consumatore domestico tipo ha visto triplicare il prezzo dell'energia elettrica, nonostante gli interventi del Governo abbiano ridotto gli oneri generali di sistema attraverso uno stanziamento complessivo di 12,2 miliardi di euro.



OBIETTIVI UE DI TRANSIZIONE ENERGETICA E SCENARIO ENERGETICO ITALIANO

Gli obiettivi europei previsti dal pacchetto Fit-for-55 prevedono una riduzione del 55% delle emissioni di CO₂ al 2030 (rispetto ai valori del 1990). Questo implica che l'energia prodotta da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) in Italia copra almeno il 65% dei consumi finali nel settore elettrico al 2030 (rispetto al 55% precedentemente considerato dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Questi obiettivi sfidanti sono pienamente raggiungibili solo attraverso lo sviluppo coordinato e sinergico tra:

- infrastrutture;
- accumuli;
- impianti di produzione rinnovabile.

AUMENTO DEI RISCHI DI EVENTI METEO ESTREMI

È ormai indiscusso lo stretto legame tra cambiamento climatico ed eventi meteorologici sempre più severi per intensità e frequenza. Anche le infrastrutture della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sono state e saranno sempre più esposte a rischi di danni e disalimentazioni, se non saranno messe in campo azioni mirate per prevenire e mitigare gli effetti del climate change.

Incrementare la resilienza della RTN diventa uno dei fattori abilitanti per rispondere alla crisi climatica adottando un approccio innovativo, a supporto della pianificazione degli interventi. Questo approccio dev'essere:

- "prospettico" per intercettare l'evoluzione di eventi meteorologici nei prossimi decenni;
- "ingegneristico" per stimare la vulnerabilità degli asset della rete;
- "probabilistico" per valutare guasti e contingenze, oltre al loro impatto sul sistema elettrico.

VULNERABILITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO EUROPEO AI RISCHI DI ADEGUATEZZA

Nel corso degli ultimi anni l'adeguatezza del sistema elettrico, cioè la sua capacità di soddisfare la domanda di energia in ogni ora e in ogni area del paese, è andata via via deteriorandosi a causa della progressiva riduzione del parco termoelettrico, l'aumento di fenomeni climatici estremi, come le alte temperature estive, e la maggiore variabilità dell'import disponibile alla frontiera Nord (in particolare dalla Francia).

Fra il 2013 e il 2021 si è registrata una riduzione di ben 15 GW della flotta termoelettrica. Nel prossimo futuro la dismissione del parco termoelettrico potrebbe ulteriormente proseguire, con dirette conseguenze sulle condizioni di adeguatezza del sistema, su cui peseranno anche le condizioni di mercato per una parte degli impianti a gas rimanenti.

I cambiamenti climatici in atto, con l'esasperazione di condizioni eccezionali per temperatura e piovosità, hanno effetti negativi e moltiplicativi sull'adeguatezza del sistema perché impattano contemporaneamente sia sulla domanda elettrica europea (a seguito della progressiva elettrificazione degli usi finali ivi inclusa la climatizzazione) sia sulla capacità di generazione (idroelettrico, solare, eolico per ovvi motivi ma anche termico convenzionale per gli effetti delle alte temperature sul derating e sui limiti per il raffreddamento degli impianti).

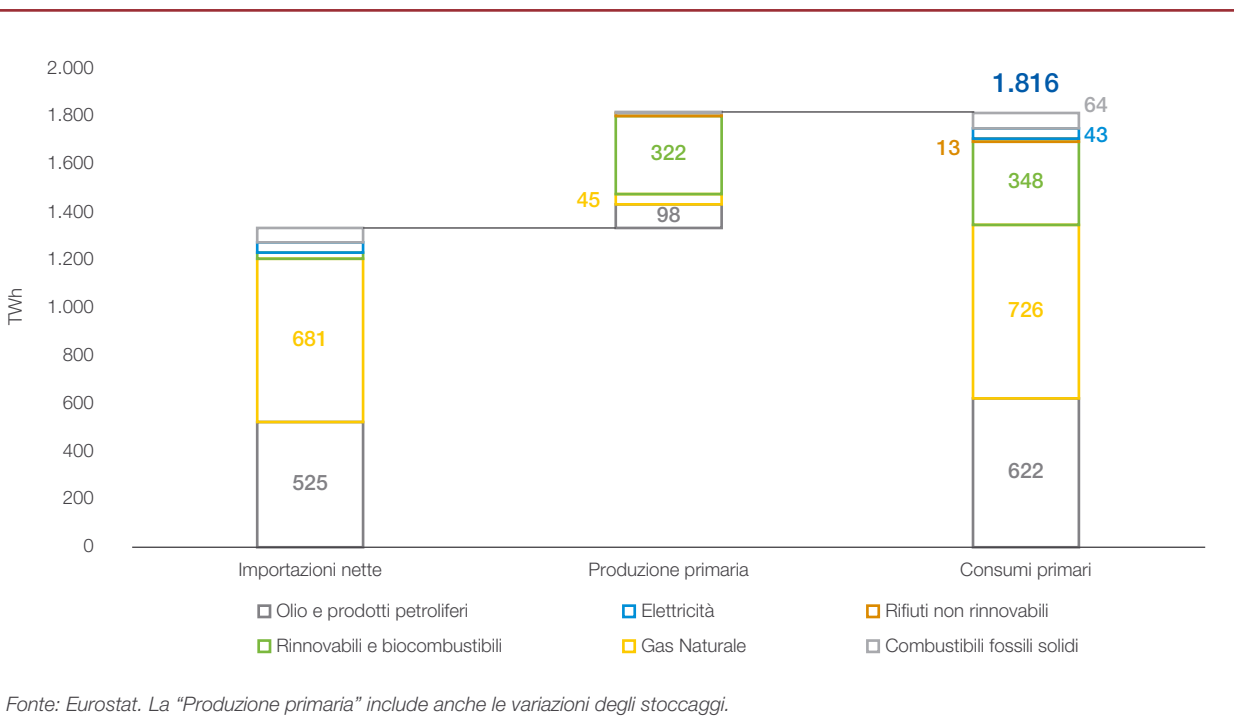
Non è evidente che negli scenari energetici futuri l'import sarà sempre disponibile in condizioni critiche per la adeguatezza: la progressiva dismissione della capacità convenzionale per insostenibilità economica è un fenomeno che interesserà tutti i paesi europei generando la necessità di strumenti di mercato per evitare una situazione di complessiva carenza di capacità programmabile, cui si aggiungono fenomeni contingenti come la crisi gas e l'indisponibilità del nucleare francese.

1.1 Sicurezza degli approvvigionamenti energetici e dipendenza europea ed italiana da fonti di energia primaria

Nel 2021, l'Europa ha importato circa il 60%¹ del suo fabbisogno energetico da paesi extra-UE, fra i quali la Russia spicca come fornitore energetico principale. Le forniture energetiche dalla Russia sono particolarmente significativa per quanto riguarda il gas. Infatti, nel 2021, l'Europa ha importato 155 miliardi di metri cubi di gas dalla Russia, corrispondenti a oltre il 40% del suo consumo totale di gas².

L'Italia, come l'Europa, è un importatore netto di energia. La *Figura 2* mostra come l'energia disponibile lorda dell'Italia nel 2021 sia stata pari a 1.816 TWh, di cui le importazioni nette dai paesi esteri ammontano a più del 70%. Così come per l'Europa, anche per l'Italia il gas russo è stato la prima fonte di importazione. Sempre nel 2021 infatti, il 40% circa del gas importato dall'Italia proviene dalla Russia³.

FIGURA 2 *Energia disponibile lorda in Italia per fonte, dati provvisori 2021 (TWh⁴)*



Anche il bilancio dell'energia primaria utilizzata per le forniture elettriche conferma questa dipendenza se consideriamo che **nel 2021, il fabbisogno di energia elettrica⁵ di 320 TWh è stato coperto per circa il 37% da risorse interne al Paese (esclusivamente rinnovabili)** mentre il 13% è stato importato in forma diretta ed il 50% rimanente è stato prodotto da impianti termoelettrici (principalmente a gas) ovvero come trasformazione di una fonte energetica importata.

¹ Fonte: Importazioni nette di energia. Fonte: Eurostat.

² Fonte: https://commission.europa.eu/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-04-20_it

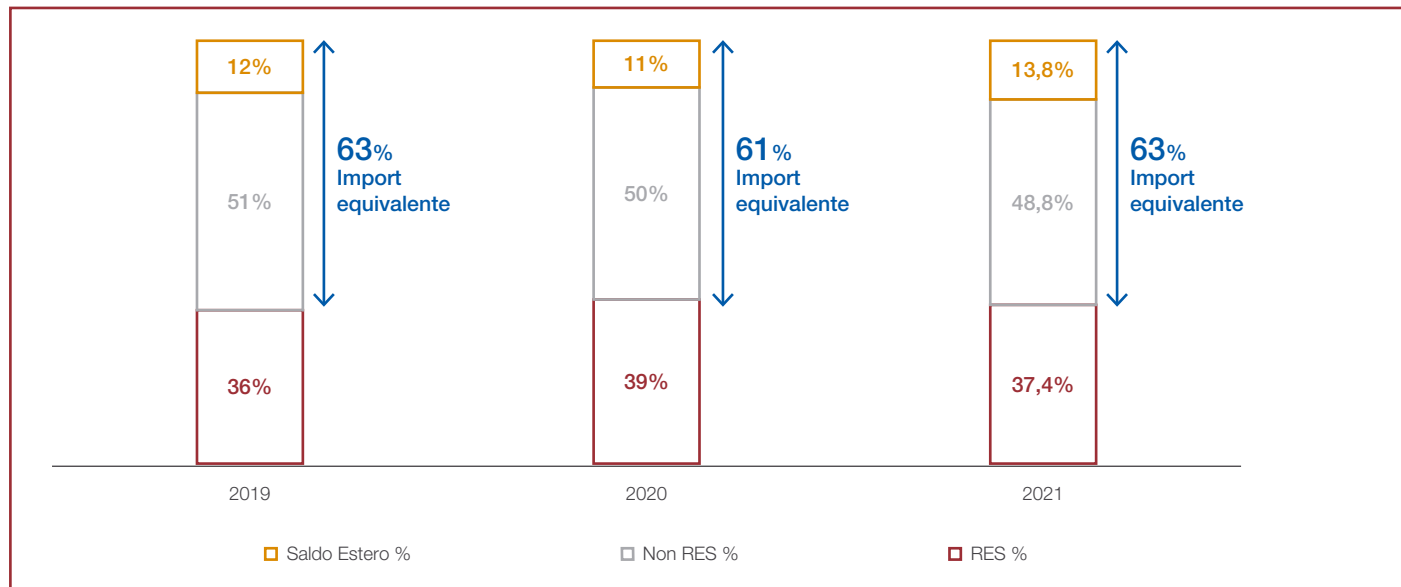
³ Fonte: <https://dgsaie.mise.gov.it/importazioni-gas-naturale>

⁴ Fonte: Eurostat. La "Produzione primaria" include anche le variazioni degli stoccaggi.

⁵ Fonte: Statistiche Terna.

La *Figura 3* mostra come l'Italia sia stata un netto importatore di energia elettrica negli anni dal 2019 al 2021.

FIGURA 3 *Approvvigionamento elettrico per fonte in Italia (%)*



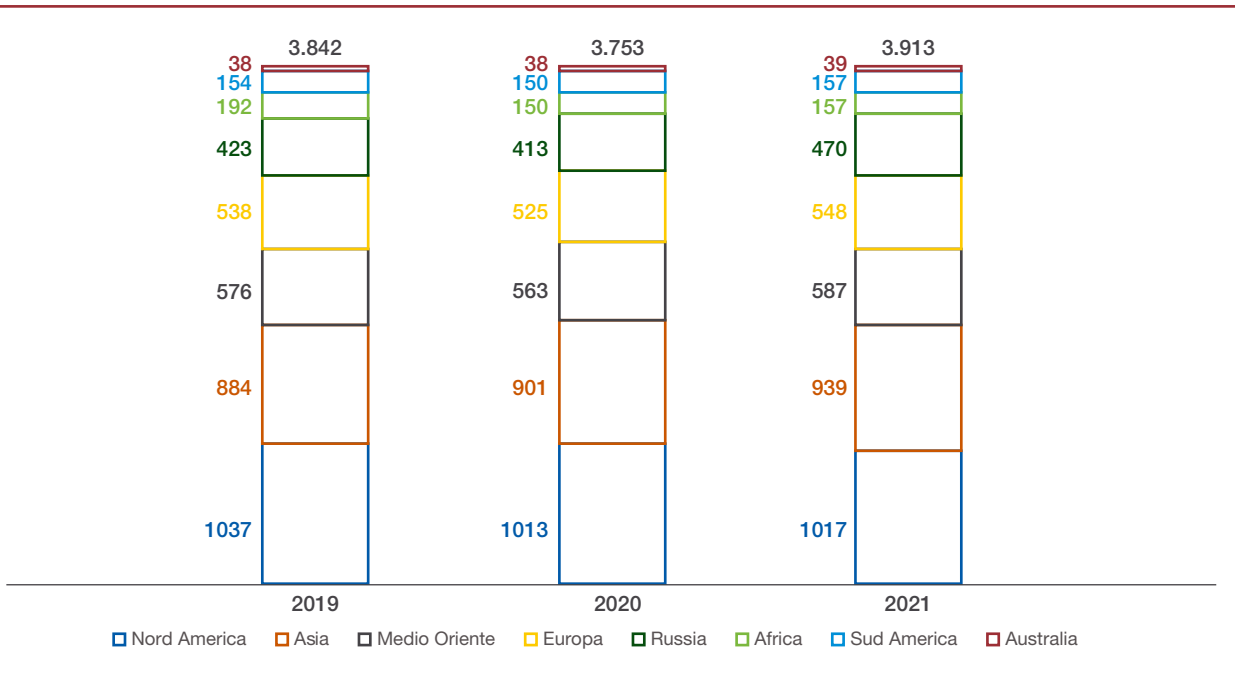
1.2 Andamento del costo delle commodities e ripercussioni sul prezzo dell'energia elettrica

Il mercato prima dell'estate 2021 aveva sostanzialmente consolidato l'aspettativa di un valore del gas a prezzi bassi nel lungo termine e considerato questa commodity disponibile ed accessibile ad un prezzo efficiente.

Dopo l'estate 2021 il costo del gas quotato sulla borsa europea ha subito una rapida crescita che è stata quindi acuita dagli stress politici internazionali legati al conflitto tra Russia e Ucraina.

In particolare, l'andamento dei prezzi prima del conflitto è stato dovuto a due fattori sostanziali: i) l'alta domanda di GNL dei paesi dell'Asia (in primis dalla Cina, cf. *Figura 4*) ed il meccanismo della borsa europea che stabilisce che quasi tutto il prezzo del gas (ovvero anche del gas naturale via pipe) sia fissato al prezzo marginale dello spot sul GNL.

FIGURA 4 *Domanda globale di gas per continenti 2019-2021 (bcm)⁶*



Analizzare l'andamento del mercato del gas anche prima del conflitto è necessario per comprendere che l'auspicata risoluzione del conflitto potrebbe non tradursi in automatico in un ritorno nel lungo termine ai prezzi che si sono formati prima dell'estate 2021.

⁶ Fonte: Global Gas Report 2022, International Gas Union.

Nel corso dell'ultimo anno, infatti, **il prezzo del gas (Figura 5) ha raggiunto i massimi storici superando la soglia dei 330 €/MWh a fine agosto**, a fronte di un prezzo medio degli ultimi anni attorno ai 20 €/MWh. Anche il prezzo della CO₂ è andato aumentando nel corso degli ultimi due anni (Figura 6), raggiungendo un picco di oltre 100 € per tonnellata ad agosto 2022.

FIGURA 5 *Andamento prezzo storico del gas TTF (€/MWh)*

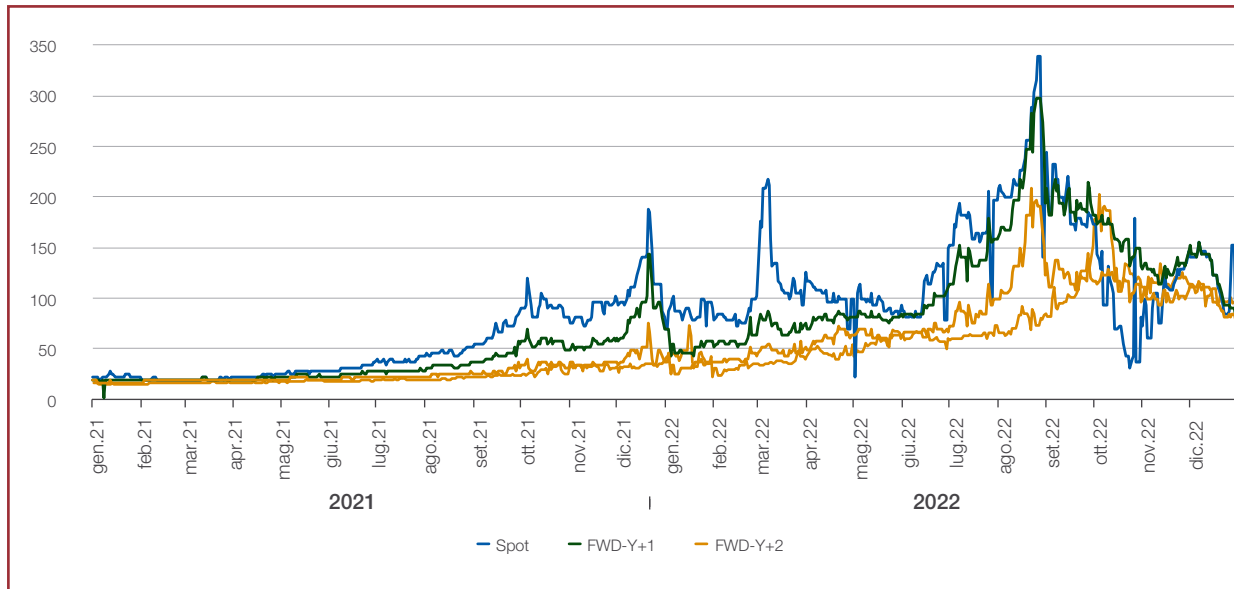
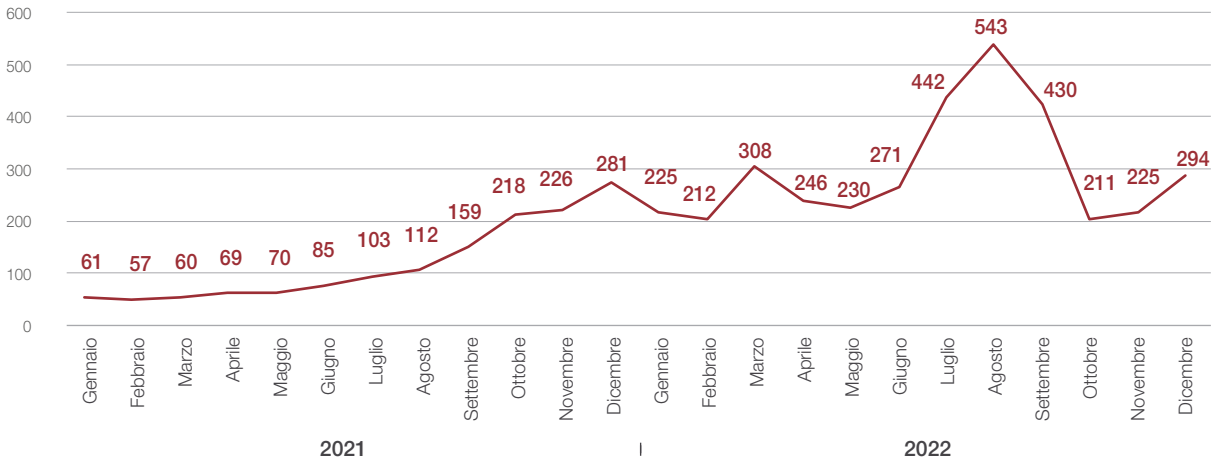


FIGURA 6 *Andamento prezzo storico della CO₂ (€/t)*



Conseguentemente, anche i valori del PUN (Figura 7) hanno subito un'accelerazione, con punte ben oltre i 500 €/MWh raggiunti ad agosto 2022.

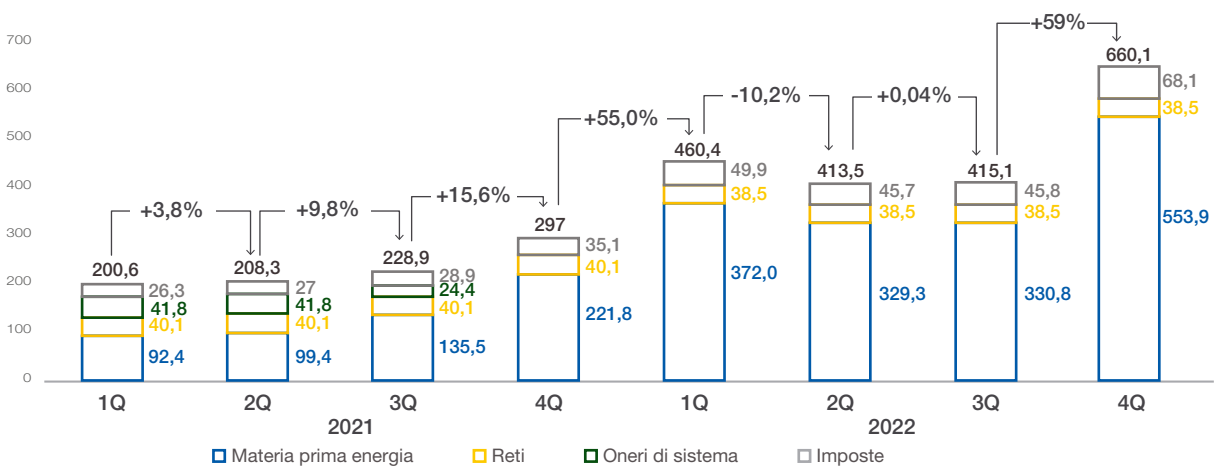
FIGURA 7 *Andamento mensile del PUN 2021 - 2022 (€/MWh)*



Fonte: GME

L'aumento del **PUN**, passato da una media annua di 52 €/MWh nel 2019 a 303 €/MWh nel 2022, ha avuto un impatto sui costi sostenuti dai clienti finali per i consumi di energia elettrica. In particolare, dal 2021 il prezzo dell'energia per il consumatore domestico tipo⁷ in maggior tutela è più che triplicato, passando dai circa 200 €/MWh del primo trimestre 2021, ai circa 660 €/MWh del quarto trimestre del 2022 (Figura 8), nonostante gli interventi del Governo che hanno ridotto fino ad annullare – a partire dal quarto trimestre 2021 - gli oneri generali di sistema per il sistema elettrico, stanziando complessivamente 12,2 miliardi di euro.

FIGURA 8 *Prezzo energia elettrica per consumatore tipo in maggior tutela 2021 - 2022 (€/MWh)*



Dati aggiornati a ottobre 2022

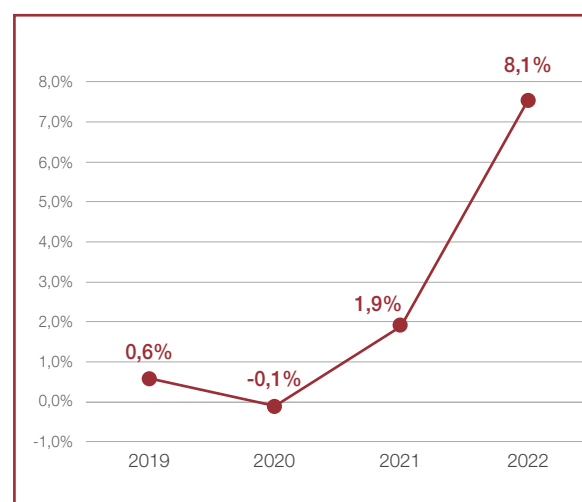
⁷ Utenza con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo.

In questo contesto sono risultati oltremodo evidenti gli impatti del *system marginal price*, adottato per il mercato elettrico, con la valorizzazione delle offerte accettate relative a fonti rinnovabili al prezzo determinato, nella maggior parte delle ore dell'anno, da impianti alimentati a gas. Da questa evidenza, al fine di ridurre gli oneri per gli utenti finali, il governo è intervenuto con il decreto-legge del 27 gennaio 2022, n. 4, che, tramite l'articolo 15-bis, ha introdotto un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia prodotta tramite (i) impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia, non dipendenti dai prezzi di mercato e (ii) impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio in data antecedente al 1 gennaio 2010.

Il meccanismo di compensazione a due vie prevede che il produttore restituisca al sistema la differenza, se positiva, tra il prezzo che si forma sul mercato all'ingrosso e un prezzo di riferimento definito nel medesimo decreto e che, al contrario, in caso di differenza negativa tra i due citati livelli di prezzo, il sistema ristori il produttore in misura pari allo *spread* negativo così registrato. A riguardo, si rappresenta che i prezzi di riferimento individuati per l'applicazione del meccanismo di compensazione, differenziati per zona di mercato (minimo di 56 €/MWh in zona Sud e massimo di 75 €/MWh in zona Sicilia), risultano sensibilmente inferiori a prezzi dell'energia che si sono formati sui mercati all'ingrosso a partire dalla seconda metà del 2021.

Una delle conseguenze dell'incremento dei prezzi dell'energia elettrica è il contributo all'incremento dell'inflazione, che è stata pari nel 2022 al 8,1%⁸ (Figura 9).

FIGURA 9 *Inflazione media annua 2019 - 2022*



1.3 Obiettivi di transizione energetica a livello comunitario e scenario energetico italiano

Gli scenari energetici consentono di tracciare le possibili traiettorie di sviluppo dell'attuale sistema energetico, fornendo così una base essenziale per individuare e pianificare gli investimenti e sviluppi infrastrutturali necessari per abilitare la transizione ecologica. Terna insieme a Snam, il gestore della rete di trasporto gas, elabora ogni due anni il "**Documento di Descrizione degli Scenari**" (DDS), propedeutico ai piani di sviluppo delle reti di entrambi i settori. L'edizione 2022 del DDS è stata pubblicata a inizio agosto 2022 e considera una serie di requisiti normativi e regolatori. In particolare, gli scenari del DDS tengono in considerazione i Decreti attuativi delle Direttive UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili - Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.199 - e sul mercato interno dell'energia elettrica - Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.210.

Gli obiettivi europei (-55% delle emissioni di CO₂ al 2030 previsti dal pacchetto Fit-for-55, rispetto ai valori del 1990) prevedono che l'energia prodotta da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) in Italia copra almeno il 65% dei consumi finali nel settore elettrico al 2030 (rispetto al 55% precedentemente considerato dal PNIEC).

Per il rispetto degli obiettivi Fit-for-55 il Documento di Descrizione degli Scenari 2022, redatto congiuntamente da Terna e Snam e su cui si basa il PdS 23, indica che, occorrono circa ulteriori 70 GW (essenzialmente nuovi impianti fotovoltaici ed eolici) al 2030, rispetto ai 40 GW incrementali previsti dal PNIEC. Inoltre, gli obiettivi potrebbero essere ancora più sfidanti se prendessimo come target quanto previsto dal piano "RepowerEU" arrivando a valori superiori a +80 GW di capacità rinnovabile.

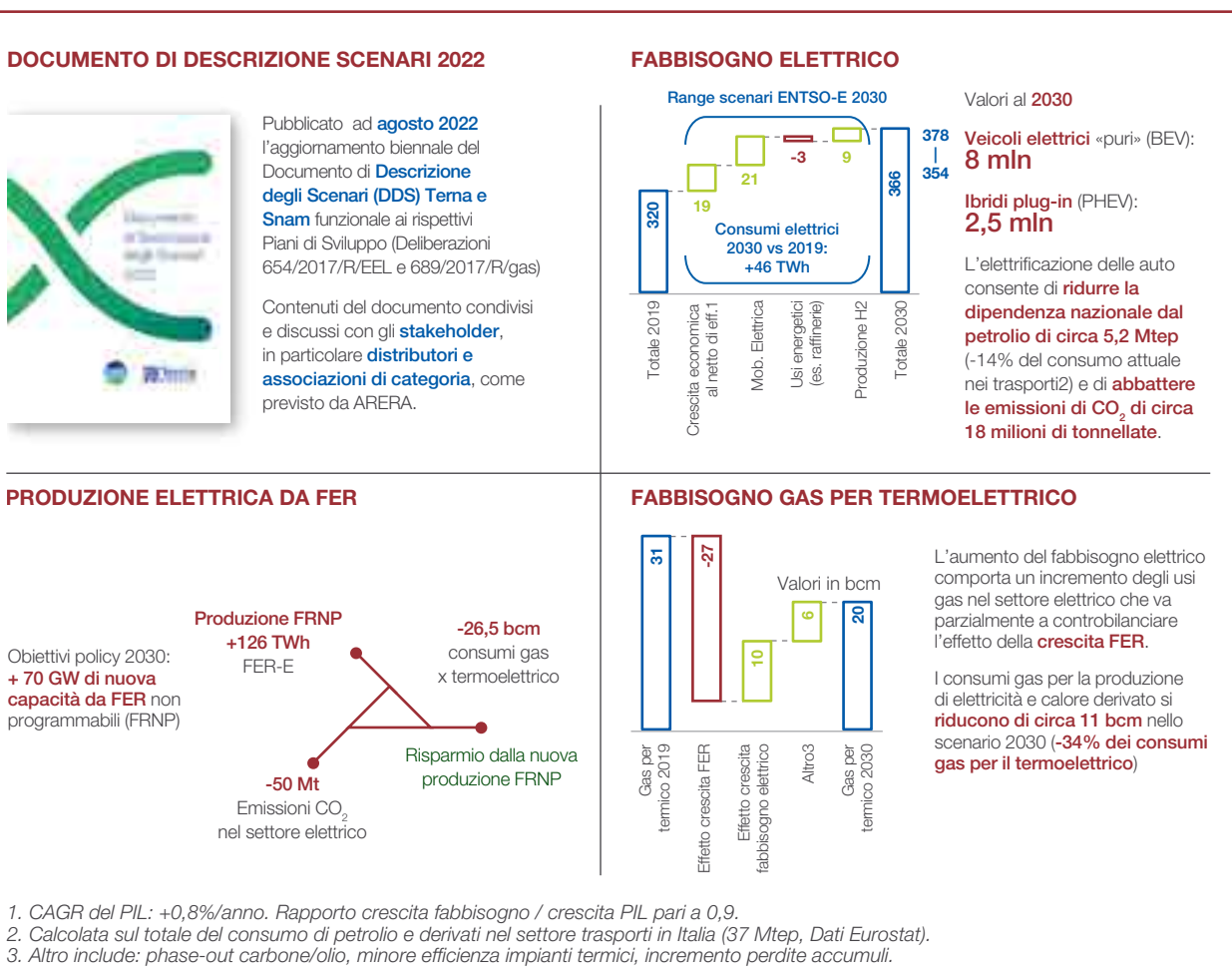
⁸ Fonte: ISTAT. Dati provvisori per Dicembre 2022.

1.3.1 Scenari energetici

Lo scenario energetico di riferimento prevede un incremento di energia rinnovabile prodotta pari a 126 TWh che sostituiranno una quantità equivalente di produzione termoelettrica a gas. A parità di altre condizioni, la riduzione della generazione a gas comporterà quindi un risparmio sui consumi gas di circa 26,5 miliardi di metri cubi (valore paragonabile al volume di gas storicamente importato dalla Russia, pari a circa 29 miliardi di metri cubi nel 2021) e un risparmio di emissioni pari a circa 50 milioni di tonnellate (per confronto le emissioni complessive del settore termoelettrico nel 2019 sono state pari a circa 94 milioni di tonnellate).

Lo scenario prevede inoltre un incremento del fabbisogno elettrico complessivo dai 320 TWh del 2019 sino a 366 TWh al 2030 (di cui +9 TWh destinati alla produzione di idrogeno verde e +37 TWh imputabili alla crescita attesa dei consumi elettrici tra cui spicca il contributo della mobilità elettrica).

FIGURA 10 *Scenari Energetici*

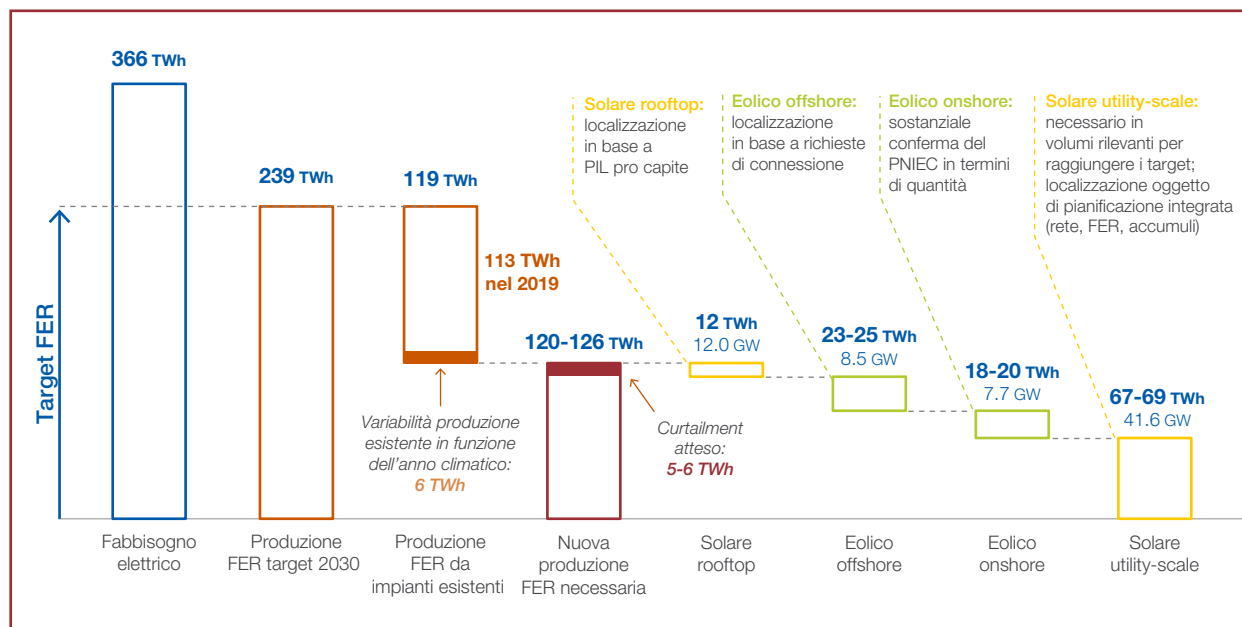


Lo **scenario di riferimento** prevede un mix equilibrato delle fonti rinnovabili tecnologicamente mature:

- Circa **+12 GW di fotovoltaico di piccola taglia** su tetti che rappresenta un obiettivo molto sfidante ma raggiungibile considerando gli incentivi forniti dallo Stato presenti e potenziali futuri alla realizzazione dei piccoli impianti distribuiti;
- Circa **+16 GW di eolico** (+7,7 GW on-shore e +8,6 GW off-shore) determinati sulla base del numero delle iniziative registrati in termini di richiesta di connessione alla rete ed un tasso di successo delle stesse conservativo;
- Circa **+ 41,6 GW di fotovoltaico di grande taglia** che contribuisce quindi con una quota superiore al 50% dell'incremento complessivo atteso di produzione da fonti rinnovabili anche in questo caso sulla base delle richieste di connessione e tasso di successo delle iniziative dal punto di vista autorizzativo.

Emerge quindi con chiarezza il ruolo fondamentale del fotovoltaico a terra di grande taglia per raggiungere gli obiettivi di integrazione delle fonti rinnovabili.

FIGURA 11 **Quantità Quota FER per raggiungimento target FF55**

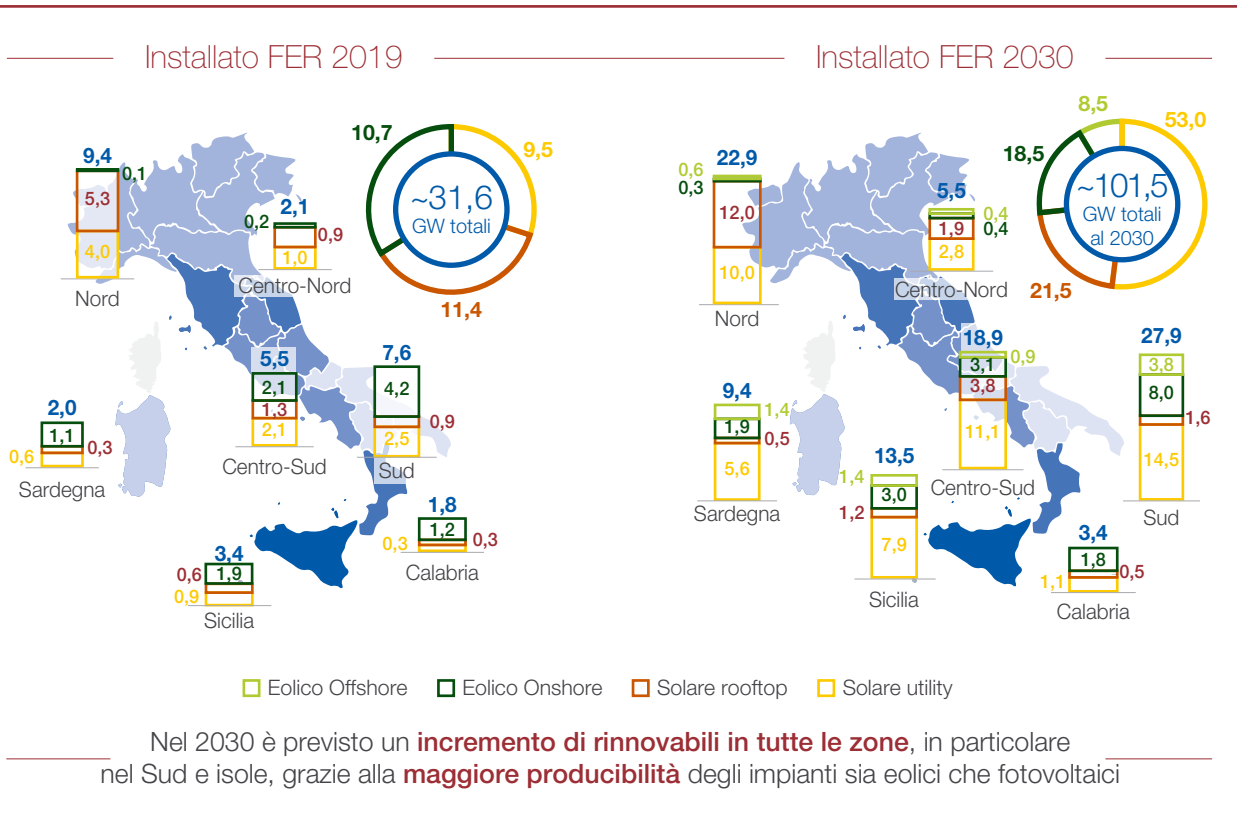


La distribuzione zonale delle FER nello scenario FF55 rappresenta una indicazione del massimo volume FER accoglibile in maniera efficiente per ciascuna zona di mercato. La localizzazione assunta nello scenario risulta coerente sia con le richieste di connessione pervenute che con le aree non vincolate e tiene conto dei Decreti attuativi delle Direttive UE (REDII) che richiedono di quantificare il fabbisogno di nuovi accumuli e di identificare la capacità di trasporto funzionale al raggiungimento degli sfidanti target.

È importante ricordare che lo sviluppo temporale e geografico delle rinnovabili nello scenario FF55 è differente rispetto al precedente scenario NT Italia che è alla base degli interventi pianificati nel Piano di Sviluppo 2021. Infatti, rispetto allo scenario NT Italia 2030, lo scenario FF55 non solo prevede volumi di FER maggiori (+30 GW), ma anche una loro distribuzione più coerente con l'evoluzione delle richieste di connessione pervenute a Terna. In particolare, la concentrazione al Centro e al Sud è pari a circa l'80% mentre nello scenario precedente era pari al 50% della nuova capacità.

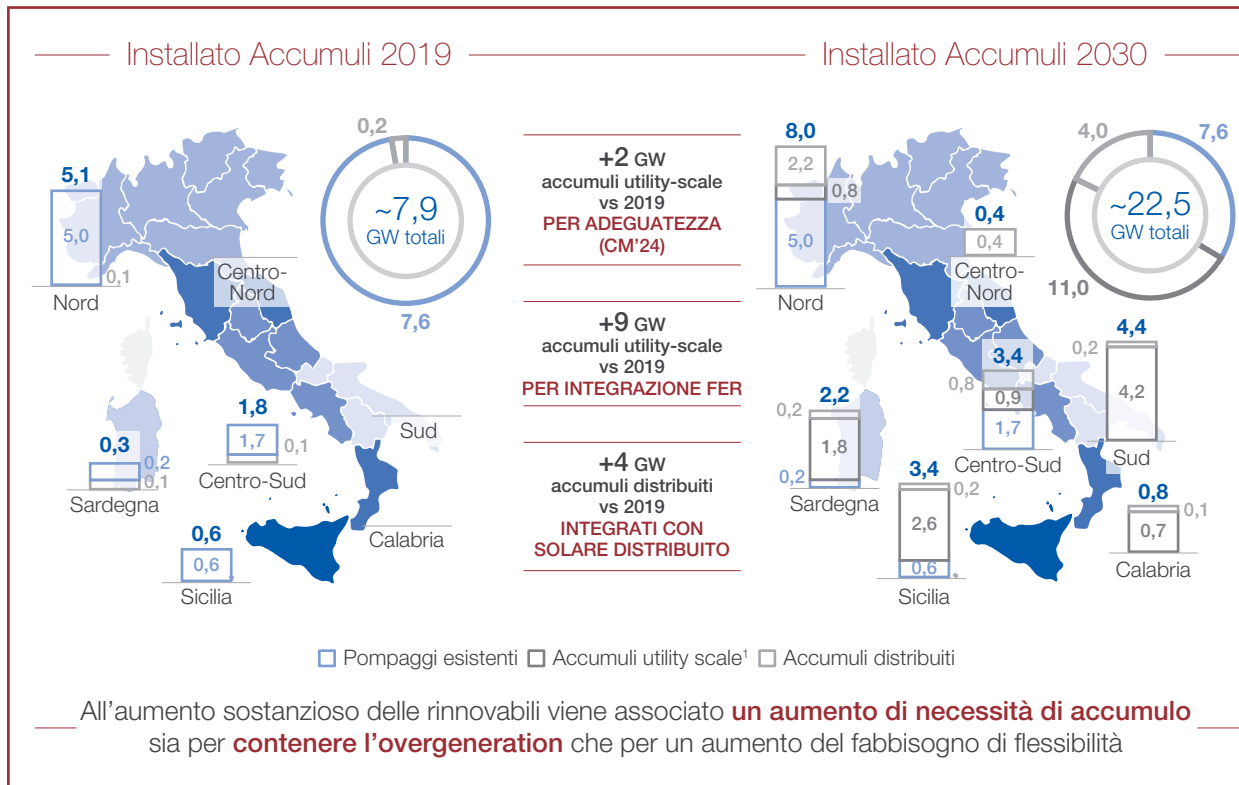
Il nuovo scenario energetico presuppone quindi, oltre allo sviluppo di nuovi accumuli, anche la realizzazione di un set di opere necessarie e urgenti per incrementare la capacità di trasporto della rete (ulteriore rispetto a quanto previsto nel precedente Piano di Sviluppo 2021). Queste opere saranno funzionali all'integrazione delle rinnovabili e al processo di transizione energetica in corso, garantendo un livello accettabile di overgeneration e il trasporto dell'energia dal sud Italia verso le regioni del nord a maggior consumo.

FIGURA 12 *Distribuzione geografica FER (Valori in GW)*



L'integrazione delle nuove FER sarà garantita anche grazie allo sviluppo di circa 94 GWh di nuovi accumuli, di cui circa 71 GWh di tipo utility-scale e circa 8 GWh di impianti storage assegnatari dalle 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. Gli accumuli dovranno configurarsi come elemento compensativo ulteriore rispetto allo sviluppo della rete necessaria per l'integrazione delle FER e saranno strettamente dipendenti dalla capacità e localizzazione delle FER realizzate. In ottica di programmazione operativa, sarà opportuno aggiornare periodicamente la localizzazione del fabbisogno accumuli con l'obiettivo di "inseguire" in modo efficiente l'effettiva evoluzione delle risorse di sistema che si verificherà nei prossimi anni.

FIGURA 13 Localizzazione Accumuli 2019 e 2030 [GW]

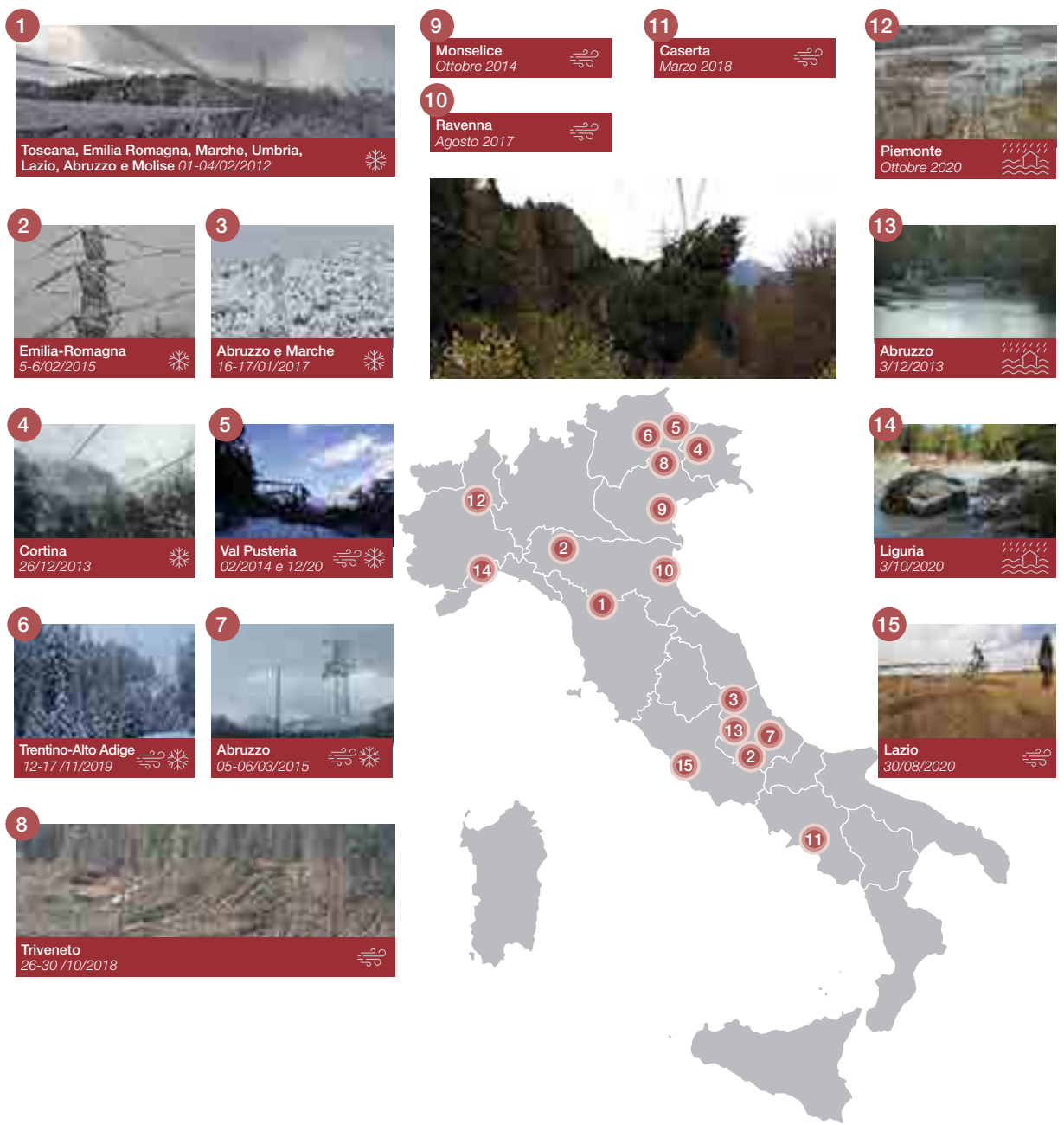


1.4 Aumento dei rischi di eventi meteo estremi

Gli effetti del cambiamento climatico in atto, dovuti all'incremento delle concentrazioni di gas serra ed al conseguente aumento delle temperature globali, sono sempre più evidenti e caratterizzati dal verificarsi di eventi meteorologici sempre più severi in intensità e frequenza, che determinano conseguenze e danni rilevanti per tutto l'ecosistema.

L'evoluzione del cambiamento climatico ha mostrato i suoi effetti anche sulle infrastrutture della Rete di Trasmissione Nazionale, registrandosi negli ultimi anni eventi severi con conseguenti impatti negativi sulla continuità del servizio elettrico (Figura 14).

FIGURA 14 *Principali eventi meteorologici occorsi negli ultimi anni con impatto catastrofico sulla RTN*



Le analisi degli eventi storici che, negli ultimi anni hanno colpito le infrastrutture della RTN, evidenziano come, oltre alla formazione dei manicotti di neve umida, che appesantendo le linee provocano corto circuiti o cedimenti strutturali, anche il vento forte rappresenta una delle principali cause di disservizio della rete, in particolare per conseguenza della caduta delle piante. Ulteriori fattori, non meno critici, che determinano il fuori servizio della rete sono le alluvioni, smottamenti e frane che comportano il collasso dei sostegni o altri cedimenti strutturali così come l'aumento di depositi inquinanti legati a periodi di lunga siccità (es. inquinamento salino) che causa l'aumento della probabilità di scarica superficiale.

Tali criticità unite alla rapidità con cui il cambiamento climatico manifesta le sue evoluzioni sempre più allarmanti e devastanti, impongono di affrontare la crisi climatica in atto con un approccio che non guarda più al passato ma che valuti in modo prospettico e probabilistico il verificarsi di eventi meteorologici severi ed il loro impatto sulle infrastrutture della RTN.

Avere, pertanto, una rete elettrica resiliente ai possibili danni causati dalla crescente intensità e severità degli eventi meteorologici estremi diventa un fattore abilitante per rispondere alla crisi climatica.

La Metodologia Resilienza di Terna, frutto di due anni di lavoro congiunto RSE e verificata positivamente da ARERA con deliberazione 9/2022 quale Allegato A76 del Codice di Rete, rappresenta un nuovo approccio che consente di "misurare" il livello di resilienza della rete ed identificare, sulla base delle criticità prospettiche rilevate e dei possibili rischi di energia non fornita sulla RTN, gli interventi che consentono di incrementare la resilienza della rete di trasmissione, garantendone una pianificazione efficace ed efficiente.

Lo sviluppo e consolidamento della Metodologia Resilienza ha visto anche il supporto e collaborazione del mondo universitario per verificare la robustezza della nuova modellizzazione probabilistica con quanto previsto in campo tecnico-scientifico.

La metodologia Resilienza ha trovato la sua applicazione nel Piano Resilienza di Terna per le minacce vento forte e ghiaccio-neve, essendo questi gli eventi che nel passato hanno avuto un maggior impatto sulla RTN; tuttavia, sono in corso di studio approfondimenti per la modellizzazione all'interno della Metodologia Resilienza di ulteriori fenomeni climatici che risultano potenzialmente impattanti per la RTN.

1.5 Maggiore vulnerabilità di adeguatezza del sistema elettrico europeo ed italiano

Nel corso degli ultimi anni l'adeguatezza del sistema elettrico, cioè la sua capacità di assicurare che la capacità produttiva disponibile, comprese le importazioni e gli accumuli, sia sufficiente a soddisfare la domanda di energia richiesta in ogni ora e in ogni area del Paese, è andata via via deteriorandosi per effetto:

- 1) della progressiva riduzione del parco di generazione termoelettrica⁹;
- 2) dell'aumentare di fenomeni climatici estremi, come ad esempio le alte temperature estive;
- 3) per una maggiore variabilità dell'import disponibile alla frontiera Nord (in particolare dalla Francia).

L'aumentare delle temperature (2), specie nei periodi estivi, determina la contemporanea presenza di alti valori della domanda e una rilevante riduzione della disponibilità della generazione termoelettrica, per effetto di:

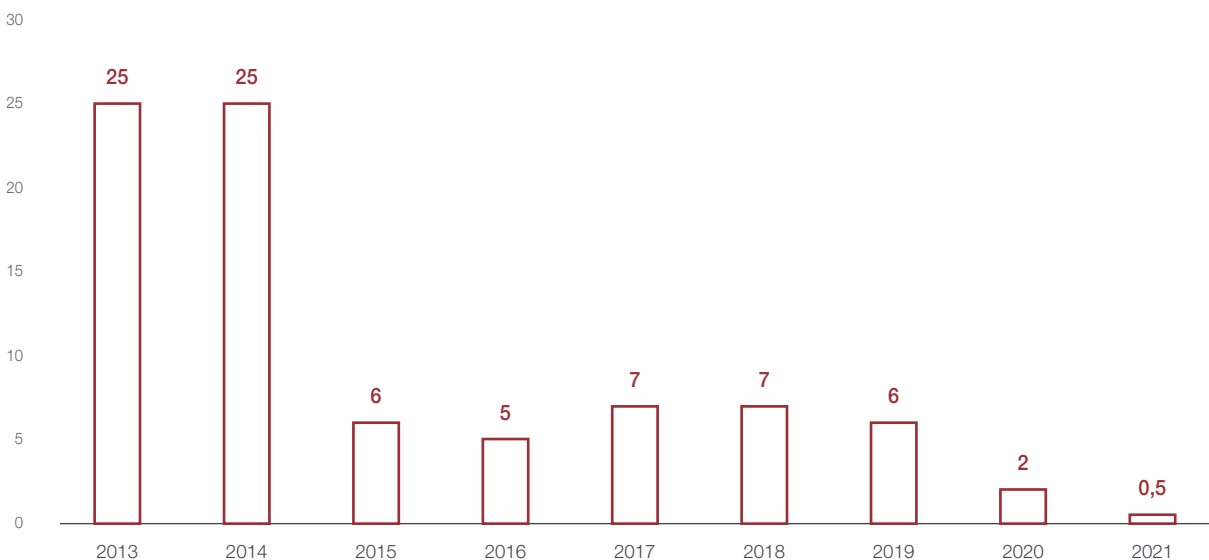
- fenomeni di Alta Temperatura allo Scarico (ATS);
- fermate o forti limitazioni delle centrali posizionate in prossimità dei corsi d'acqua dovute ad insufficienti valori del livello/portata dei canali delle opere di presa.

⁹ Fra il 2013 e il 2017 si è registrata una riduzione di ben 13 GW della flotta termoelettrica. Questa tendenza è poi proseguita negli anni successivi, in maniera più contenuta, con una riduzione ulteriore di poco meno di 2 GW tra il 2018 e il 2021.

La riduzione del parco di generazione termoelettrico (1) ha contribuito, principalmente nel corso degli ultimi anni, alla riduzione del margine di adeguatezza del sistema¹⁰, a partire già dal 2015, e andando, come già anticipato, a peggiorare per effetto dell'aumentare di situazioni di alte temperature (2) e riduzioni della disponibilità dell'import (3), arrivando a raggiungere valori minimi prossimi allo zero come per il 2021 e, più recentemente, per il 2022.

Nelle ultime giornate del mese di luglio 2022, infatti, le alte temperature hanno determinato un aumento generale del fabbisogno, con picchi in Italia fra i 55 e i 57 GW¹¹. Contemporaneamente, circa un terzo della capacità termoelettrica italiana (in particolare nell'area Nord del Paese) risultava non disponibile per effetto in parte dei fenomeni descritti sopra (ATS e insufficienti valori del livello/portata dei canali). In tali condizioni, l'Italia è stata capace di soddisfare il proprio fabbisogno elettrico attraverso l'utilizzo importante delle importazioni dall'estero, importazioni tutt'altro che scontate in quanto anche l'Europa stava attraversando un periodo a ridotta capacità di generazione, a causa sempre delle alte temperature e della indisponibilità di parte dei reattori nucleari francesi. Indisponibilità che peraltro è stata recentemente confermata dallo stesso TSO Francese anche per l'inizio del 2023¹².

FIGURA 15 *Margine minimo di adeguatezza 2013-2021 (GW)*



¹⁰ Il margine di adeguatezza, indicatore normalmente utilizzato per le analisi di adeguatezza operativa di breve-medio termine, individua, per ciascuna area geografica e periodo di analisi, la differenza tra:

- la somma della capacità di generazione nazionale disponibile e dell'importazione di energia elettrica dalle aree contigue, ivi inclusi i contributi di accumuli e demand-response;
- il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria riserva terziaria di sostituzione (intesa come capacità produttiva resa disponibile al Gestore ai fini dell'incremento dell'immissione di energia elettrica nell'ambito del bilanciamento).

¹¹ Fonte: Sito Terna – Peak Valley Load - Report.

¹² Fonte: RTE, Réactualisation des perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023, novembre 2022.

Nel prossimo futuro la dismissione del parco di generazione termoelettrica potrebbe ulteriormente proseguire, con dirette conseguenze sulle condizioni di adeguatezza del sistema, spinta anche dalle condizioni di mercato per una parte degli impianti a gas rimanenti. La penetrazione delle FER e sistemi di accumulo, infatti, determinerà una sensibile riduzione delle ore di funzionamento degli impianti termoelettrici tradizionali che avranno maggiore difficoltà a sostenere i propri costi attraverso i soli mercati dell'energia.

Quanto sopra porta a fare due considerazioni:

- i **cambiamenti climatici in atto**, con le conseguenti esasperazioni di condizioni eccezionali per temperatura e piovosità, hanno effetti potenzialmente negativi e moltiplicativi sulla adeguatezza del sistema in quanto impattano contemporaneamente sia sulla domanda elettrica europea (a seguito della progressiva elettrificazione degli usi finali ivi inclusa la climatizzazione) sia sulla capacità di generazione (idroelettrico, solare, eolico per ovvi motivi ma anche termico convenzionale per gli effetti delle alte temperature sul derating e sui limiti per il raffreddamento degli impianti)
- **non è evidente che negli scenari energetici futuri l'import sarà sempre disponibile in condizioni critiche per la adeguatezza**: la progressiva dismissione della capacità convenzionale per insostenibilità economica è un fenomeno che interesserà tutti i paesi europei generando la necessità di strumenti di mercato per evitare una situazione di complessiva carenza di capacità programmabile, cui si aggiungono fenomeni contingenti come la crisi gas e l'indisponibilità del nucleare francese.

Alla luce di ciò, occorrerà monitorare costantemente la realizzazione della capacità già contrattualizzata attraverso le aste del Capacity Market e, allo stesso tempo, sarà necessario individuare le soluzioni migliori per aumentare la disponibilità dell'attuale parco di generazione nei casi di alte temperature; occorrerà infatti:

- individuare **opportuni meccanismi per il mantenimento in esercizio della capacità termoelettrica minima necessaria al sistema**;
- **assicurare uno sviluppo coordinato della rete di trasmissione con la crescita prevista delle FRNP e dei sistemi di accumulo** in modo da garantire il pieno sfruttamento delle nuove risorse alla copertura della domanda e rendere il sistema meno dipendente dal contributo dei paesi confinanti.





2

Fattori abilitanti
la transizione

Fattori abilitanti la transizione

2

La realizzazione delle opere strumentali al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica nei tempi preventivati richiede inevitabilmente una forte accelerazione degli investimenti nel settore energetico e ancor di più in quello elettrico. Investimenti che dovranno essere convogliati, in larga misura, nello **sviluppo della nuova capacità FER, degli accumuli e reti di trasmissione e distribuzione, da effettuare attraverso un approccio coordinato così da rendere il sistema più efficiente nel suo complesso.**

Questi investimenti sono oltremodo un'opportunità per il nostro Paese: il Politecnico di Milano ha analizzato le ricadute economiche ed occupazionali degli investimenti previsti da Terna¹³. Lo studio conclude che, per ogni euro speso nella realizzazione e gestione di asset, si generano tra i 2 e 3 euro di impatto sul prodotto interno lordo (PIL). Ulteriori studi, condotti da Confindustria¹⁴, confermano che gli investimenti nelle FER hanno un effetto moltiplicatore simile in termini di PIL e impatti positivi sull'occupazione (Confindustria stima che per 100 mld€ di investimenti in infrastrutture energetiche si creano ~140.000 Unità Lavorative per Anno).

Considerando che i costi totali di investimenti in FER, accumuli e infrastrutture di rete, necessari per raggiungere i target al 2030, possono essere stimati in almeno 150-180 Miliardi di €, l'impatto positivo sul PIL italiano può essere quantificato in almeno 500 mld€ e le ricadute occupazionali dell'ordine delle 200.000 unità.

Per la realizzazione dello scenario di transizione e degli investimenti prospettati è necessaria la presenza dei seguenti catalizzatori:

Catalizzatori per la realizzazione della transizione

1 **Sforzo di semplificazione** ulteriore nelle **procedure di autorizzazione degli impianti RES** e delle **infrastrutture di rete strumentali**

2 **Definizione di meccanismi di mercato** a termine per le fonti rinnovabili che **permettano il finanziamento efficiente** degli impianti e contemporaneamente **evitino i problemi di extra margini nelle condizioni di stress sulle commodities** che stiamo vivendo

3 **Meccanismo di mercato** per la realizzazione degli **impianti di accumulo**

4 **Strumenti di regolazione tariffaria delle infrastrutture di rete** che garantiscano la **finanziabilità degli investimenti necessari** e contribuiscano ad **allineare gli obiettivi del gestore di rete con quelli di sistema**

¹³ Fonte: Politecnico di Milano - Analisi delle ricadute economiche e occupazionali di Terna sull'economia italiana. Dicembre 2018.

¹⁴ Fonte: Confindustria Energia - Infrastrutture energetiche, economica circolare e sicurezza energetica. Edizione 3.

Per poter raggiungere gli obiettivi definiti nel Fit-for-55, è necessario prevedere un'accelerazione degli iter autorizzativi sia per le opere di sviluppo di rete che per le connessioni.

A tal proposito, **nel corso del biennio 2021-2022 sono già stati emanati alcuni decreti-legge che hanno introdotto importanti semplificazioni in tema di procedimenti autorizzativi** finalizzati ad accelerare lo sviluppo della Rete e abilitare il processo di transizione. In particolare, si segnalano il **D.L. Semplificazioni-bis n. 77/2021**, che ha introdotto l'esonero dell'ottenimento dell'autorizzazione paesaggistica nel caso di procedimenti relativi a progetti di linee elettriche interrate, e la norma (**DL Energia n.17/2022**) che consente ai progetti di beneficiare del regime autorizzativo semplificato della DIA, fatto salvo il rispetto della normativa in materia di verifiche archeologiche preventive.

Relativamente alle procedure autorizzative delle fonti rinnovabili, uno degli strumenti per raggiungere l'obiettivo dello sviluppo delle FER, previsto dal Decreto legislativo 199/2021 (semplificazioni), è la pubblicazione del Decreto sulle aree idonee nel quale verranno definiti i criteri con cui individuare, da parte delle regioni, le superfici idonee all'installazione degli impianti a fonti rinnovabili, per una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dall'aggiornamento del PNIEC, e per la ripartizione della stessa fra regioni e province autonome (Burden Sharing). Tali criteri dovranno tenere in considerazione le esigenze di tutela del patrimonio culturale-paesaggistico, delle aree agricole e forestali e dei corpi idrici, privilegiando, ove possibile, l'utilizzo di superfici di strutture edificate (capannoni industriali e parcheggi) pur verificando l'idoneità di altre tipologie di superfici (es. superfici agricole non utilizzabili).

Per gli impianti off-shore saranno considerate come aree idonee le aree individuate per la produzione di energie rinnovabili dal Piano di gestione dello spazio marittimo.

Altre importanti semplificazioni riguardano la riduzione delle tempistiche per il parere obbligatorio ma non vincolante delle autorità competenti in materia paesaggistica (inclusi i procedimenti per l'adozione del provvedimento di Valutazione di Impatto Ambientale) per quanto concerne le autorizzazioni alle rinnovabili nelle aree idonee, e il procedimento unico per le rinnovabili off-shore che comprende sia l'autorizzazione che la concessione di uso del demanio marittimo.

Infine, ulteriori segnali di semplificazione giungono anche dall'Europarlamento, dove è stata approvata il 14 dicembre 2022 una proposta di direttiva¹⁵ della Commissione UE per velocizzare le procedure di autorizzazione alle rinnovabili, nell'ambito del RepowerEU. In particolare, si propone la riduzione della durata massima delle procedure autorizzative a 9 mesi per i nuovi impianti situati nelle "zone di accelerazione per le energie rinnovabili", che saranno individuate da ciascun Stato Membro.

Inoltre, Terna ha in programma di intensificare l'attività di collaborazione con le Amministrazioni titolari degli iter autorizzativi per le FER (Regioni e Province autonome) al fine di valorizzare le aree non soggette a vincoli non solo per la localizzazione degli impianti di produzione, ma anche per le relative opere di connessione. Ciò consentirà una piena applicazione delle nuove norme di semplificazione recentemente adottate, estendendone l'efficacia anche alle opere di connessione alla RTN.

¹⁵ Emendamenti del Parlamento Europeo alla proposta della Commissione del 14 Dicembre 2022.

In questo contesto, Terna ha eseguito uno studio preliminare sul perimetro nazionale al fine di valutare le aree disponibili all'installazione di nuovi impianti on-shore di produzione da fonte eolica e solare. L'analisi si è focalizzata sull'identificazione delle aree non soggette a vincoli normativi, sulla base della legislazione regionale vigente (ove presente) e sulle direttive a livello nazionale. Tali aree sono state successivamente confrontate con la localizzazione delle richieste di connessione FER pervenute a Terna sulla rete AAT/AT con lo scopo di valutare la presenza di eventuali vincoli ostativi al processo di connessione dei suddetti impianti.

Oltre ad una forte semplificazione dei procedimenti autorizzativi, **uno sviluppo delle FER coerente con gli scenari Fit-for-55 non può prescindere dai meccanismi di contrattualizzazione a termine**, che ne garantiscano la realizzazione, riducendone i relativi costi di sviluppo.

I mercati spot dell'energia - infatti - tendono ad esprimere prezzi in linea con il costo variabile della tecnologia marginale, rappresentata - allo stato attuale - dagli impianti alimentati a gas nella maggior parte delle ore dell'anno. In un mercato con una crescente penetrazione di impianti rinnovabili che, come noto, sono caratterizzati da costi variabili molto bassi, i prezzi dei mercati dell'energia tenderanno a ridursi e, conseguentemente, potrebbero non garantire sufficiente stimolo allo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili, aumentandone, in ogni caso, il premio di rischio.

I prezzi spot registrati dalla seconda metà del 2021 e in tutto il 2022 sono - in effetti - tali da garantire la piena finanziabilità di queste iniziative, con un ritorno di investimento anche in tempi molto ridotti. Tuttavia un sistema di contrattualizzazione a termine - come le aste previste dall'articolo 6 del decreto legislativo dell'8 novembre 2021, n. 199 - permette di: 1) garantire la piena finanziabilità di iniziative FER anche in un contesto diverso da quello attuale, caratterizzato da prezzi del gas in linea con quelli pre-crisi 2) ridurre il premio di rischio delle iniziative, garantendo un flusso di ricavi certi agli operatori 3) evitare che, in condizioni di forte tensioni sui mercati come quelle registrate nel 2021 e nel 2022, le (nuove) FER vengano remunerate sui mercati dell'energia al prezzo definito da tecnologie alimentate da combustibili fossili.

Peraltro, il medesimo decreto prevede l'ipotesi di definire contingenti di asta differenziati per zona geografica, al fine di favorire le sinergie con lo sviluppo del sistema elettrico - indirizzando la realizzazione dei nuovi impianti nelle aree che consentono di massimizzare la loro produzione - e l'individuazione delle aree idonee. Nel Documento congiunto Terna SNAM di Descrizione degli Scenari 2022 sono state individuate ipotesi di contingenti di FER per area geografica proprio con l'obiettivo di ottimizzare lo sviluppo coordinato di rinnovabili, accumuli e rete elettrica.

Meccanismi competitivi di contrattualizzazione a termine anche per impianti esistenti (non già oggetto di altre tipologie di contratti a termine) potrebbero anch'essi portare maggiore efficienza nel sistema, svincolando la produzione rinnovabile dal rischio di volatilità dei prezzi spot, legati tipicamente al gas naturale.

Parallelamente all'installazione di nuova capacità da fonti rinnovabili, è indispensabile realizzare nuova capacità di stoccaggio elettrico *utility-scale*: il target individuato da Terna prevede 71 GWh di nuova capacità entro il 2030, ubicata in larga parte nell'Italia meridionale e nelle isole maggiori dove è atteso che vengano realizzati rispettivamente 40 GWh e 27 GWh di nuovi impianti di stoccaggio elettrico.

Gli impianti di stoccaggio elettrico, oltre a consentire un'efficace integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico tramite la fornitura del servizio di *time-shifting*, che consiste nell'accumulo della produzione rinnovabile non programmabile nelle ore in cui tali fonti producono in eccesso e nel successivo rilascio di energia quando richiesto dalla rete, permetteranno anche di (i) offrire un contributo in termini di adeguatezza del sistema, (ii) risolvere congestioni di rete tra le zone e all'interno delle zone e infine di (iii) offrire servizi di regolazione di tensione, inerzia, potenza di corto-circuito, riserva e bilanciamento.

Le procedure concorsuali che potranno essere condotte in base a quanto previsto dall'articolo 18 del decreto legislativo n. 210/2021, consentiranno di contrattualizzare la nuova capacità di accumulo necessaria a realizzare gli obiettivi definiti in ambito europeo e a garantire nuove risorse per la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico.

Gli sviluppi infrastrutturali rivestono un ruolo fondamentale nel processo di transizione energetica e di integrazione delle fonti rinnovabili e richiedono, specialmente nel settore elettrico, la realizzazione in tempi rapidi di ingenti investimenti. In tale contesto, il framework regolatorio, in particolare quello tariffario, deve assumere un ruolo centrale nel fornire gli strumenti e gli stimoli necessari ad assicurare uno sviluppo infrastrutturale coerente con l'evoluzione del sistema energetico nazionale, in grado di garantire sia la finanziabilità degli investimenti sia il costante allineamento degli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori.

A tal proposito, si ritiene che la nuova regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), attualmente in corso di definizione da parte di ARERA, potrà consentire di adeguare le attuali logiche di riconoscimento dei costi della trasmissione elettrica agli obiettivi di sostegno della transizione energetica, anche con l'obiettivo di (i) permettere il pieno riconoscimento dei costi sostenuti da Terna per la realizzazione degli interventi finalizzati al sostegno del processo di transizione energetica; (ii) garantire la finanziabilità degli investimenti attesi nei prossimi anni tramite logiche di riconoscimento tariffario adeguate, considerata la caratterizzazione capital-intensive delle opere funzionali alla decarbonizzazione del sistema elettrico.

Il modello di regolazione dovrà essere caratterizzato da una sempre maggiore integrazione tra regolazione tariffaria e regolazione *output based*, sulla spinta di un sempre maggiore orientamento all'output dei riconoscimenti tariffari. È fondamentale sviluppare un set di strumenti incentivanti *output based* nella prospettiva di assicurare una piena coerenza tra gli obiettivi di sistema da raggiungere e di garantire una maggior selettività e priorità negli investimenti in base all'utilità degli stessi e le conseguenti azioni delle imprese regolate. Nel corso di questi ultimi anni, la regolazione *output-based* si è infatti dimostrata uno strumento efficace nell'orientare gli investimenti e gli interventi di Terna verso quelli a maggiore utilità per sistema elettrico, generando notevoli risparmi per i clienti finali. Ne sono un esempio l'incentivazione a ridurre i costi per l'approvvigionamento di risorse sul mercato dei servizi per il dispacciamento e gli incentivi alla risoluzione delle congestioni tra le zone.



3

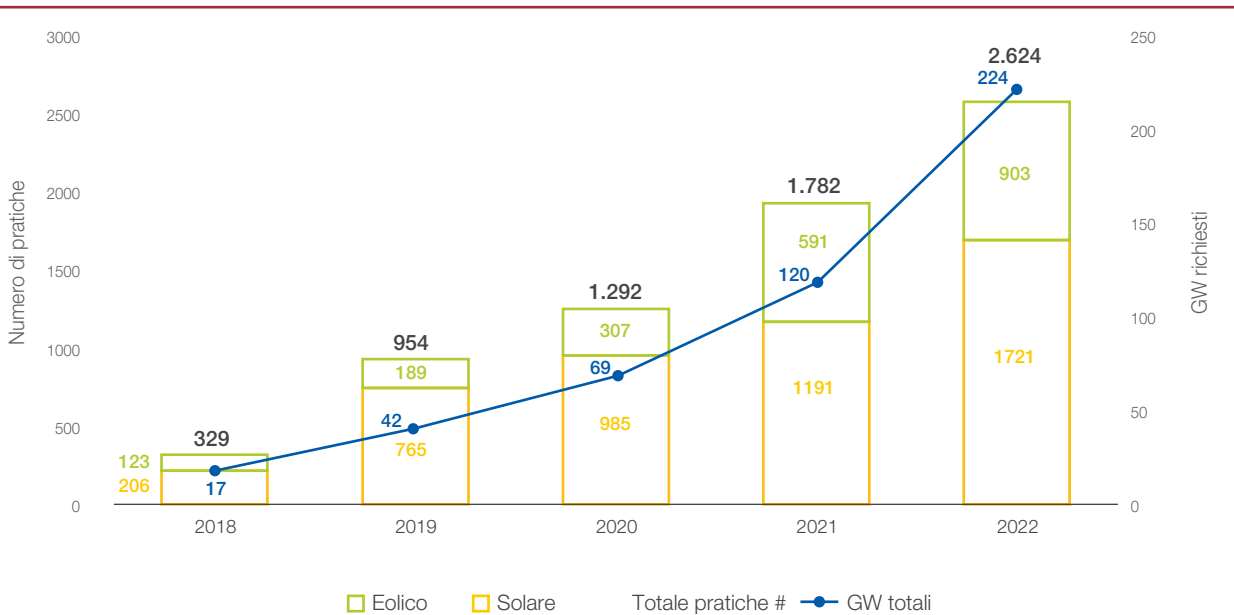
**Evoluzione delle richieste
di connessione alla rete**

Evoluzione delle richieste di connessione alla rete

Le direttive europee sulla decarbonizzazione declinate nel Fit-for-55 e nei precedenti pacchetti legislativi oltre all'andamento delle commodities e l'interesse agli investimenti green hanno favorito un notevole incremento delle richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile già a partire dal 2019

Considerando la sola fonte eolica (off-shore e on-shore) e solare, **l'aumento del numero delle richieste di connessione pervenute in Italia nel 2022 rispetto a quelle del 2018 è di circa 8 volte**, come si evince in *Figura 16*. La comprensione dell'evoluzione delle richieste di connessione delle rinnovabili, comparato con quanto previsto dal Fit-for-55 e negli scenari di riferimento Terna, risultano di particolare rilevanza per la comprensione delle aree che possono essere maggiormente saturate e delle infrastrutture di rete che abilitano tali sviluppi.

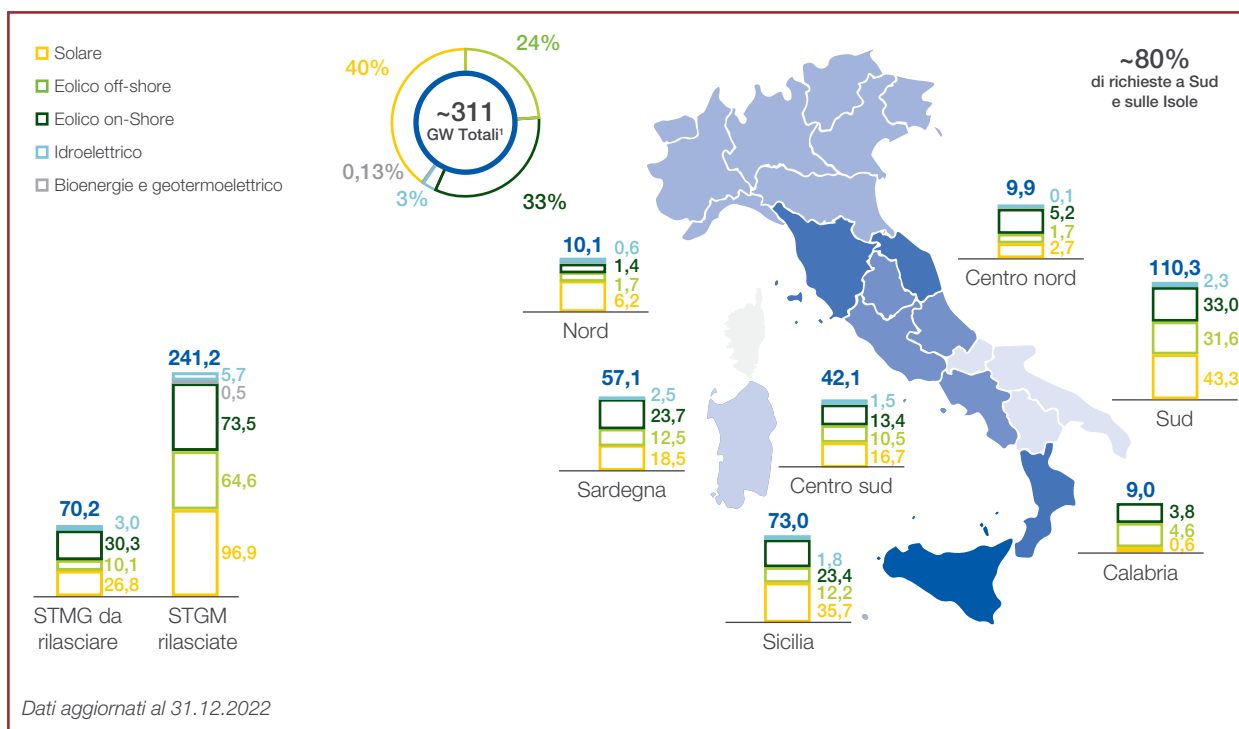
FIGURA 16 *Evoluzione delle richieste di connessione 2018- 2022*



A dicembre 2022 sono attive circa 311 GW¹⁶ di richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale per impianti rinnovabili, di cui 302 GW per impianti fotovoltaici ed eolici (on-shore ed off-shore). Al totale, si aggiungono ulteriori 30 GW¹⁷ di richieste (principalmente fotovoltaico) trasmesse dai distributori e ricevute da Terna che interessano la media e bassa tensione.

La **Figura 17** mostra la distribuzione geografica e l'avanzamento delle richieste di connessione di impianti eolici e solari attive a dicembre 2022, pervenute direttamente su rete AT/AAT, suddivise per fonte e zona di mercato, riportando anche l'avanzamento dello stato di autorizzazione suddiviso in STMG da rilasciare e STMG rilasciate. Nella figura sono escluse richieste MT/BT pervenute indirettamente dai Distribution System Operators (DSO) (30 GW a Novembre 2022).

FIGURA 17 Richieste di Connessione alla rete RTN (valori in GW)



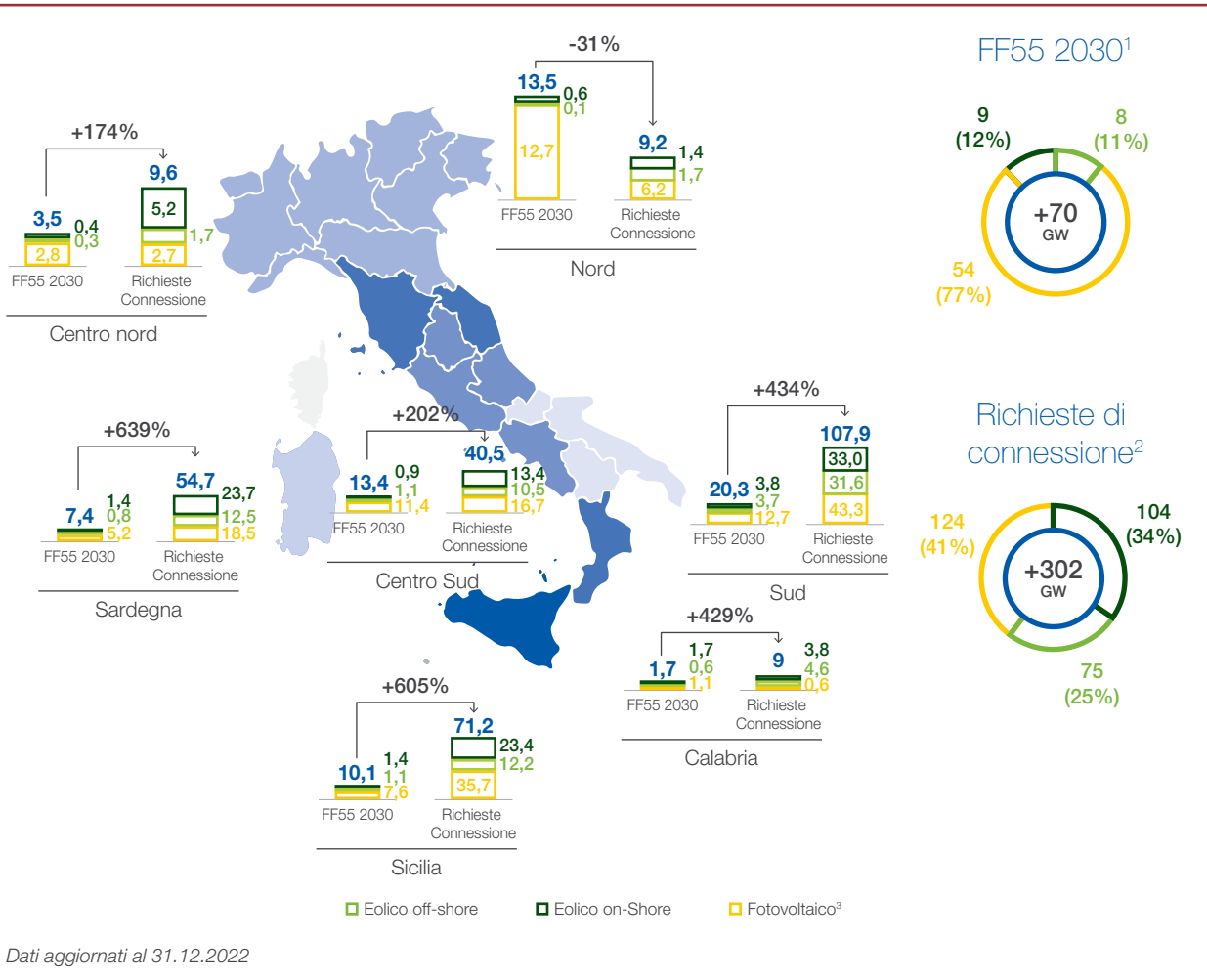
Sebbene l'inoltro della richiesta di connessione non garantisce un'effettiva realizzazione dell'impianto, è comunque evidente una chiara tendenza nel preferire le aree del Sud Italia e delle Isole (80% di richieste rispetto al totale) notoriamente caratterizzate da una maggiore ventosità ed irraggiamento, con soluzioni principalmente di tipo utility scale. Questo trend risulta, tuttavia, diverso rispetto a quanto previsto nell'attuale versione del PNIEC, sia in termini di distribuzione geografica che di livello di tensione, in cui era stata ipotizzata una forte crescita del fotovoltaico al Nord Italia, dettata soprattutto da logiche di autoconsumo su reti di bassa e media tensione. Nell'aggiornamento degli scenari di policy tramite il Documento degli Scenari 2022, la ripartizione zonale delle FER è stata determinata, quindi, assegnando maggiore priorità alle zone di mercato a maggior attrattività (Sud e isole maggiori) secondo le richieste di connessione pervenute, pur garantendo i vincoli tecnici ed economici del sistema elettrico.

¹⁶ Fonte: Elaborazione dati Terna.

¹⁷ Dati trasmessi dalle imprese distributrici, aggiornati a Novembre 2022.

Confrontando la potenza e la localizzazione delle richieste di connessione alla RTN con quanto stimato negli scenari FF55 (Figura 18), si evidenzia come siano attive complessivamente richieste per il solare e l'eolico circa 4 volte il volume necessario al raggiungimento dei target italiani previsti negli scenari energetici Terna allineati al Fit-for-55. Infatti, in tutte le zone di mercato, ad eccezione del Nord, sono registrate richieste superiori allo scenario.

FIGURA 18 Confronto dati scenario PdS e richieste di connessione solare e eolico (valori in GW)



Evoluzione dell’installato delle fonti rinnovabili

Focalizzandosi sulle installazioni di impianti FER, la storia delle rinnovabili in Italia ha visto una gestione non lineare delle politiche di incentivazione che hanno favorito un picco di installazioni tra gli anni 2009 e 2012 (circa 20,8 GW di solare ed eolico) e ad una frenata negli anni successivi caratterizzati principalmente dalla messa in esercizio di impianti di piccola taglia, destinati principalmente all’autoconsumo. Il **2022** rappresenta, quindi, un anno di transizione in cui la **nuova capacità da rinnovabili installata è stata pari a circa 3,04 GW¹⁸**, con un incremento complessivo di circa il 230% in termini di potenza rispetto al 2021 (quando erano stati realizzati circa 1,3 GW).

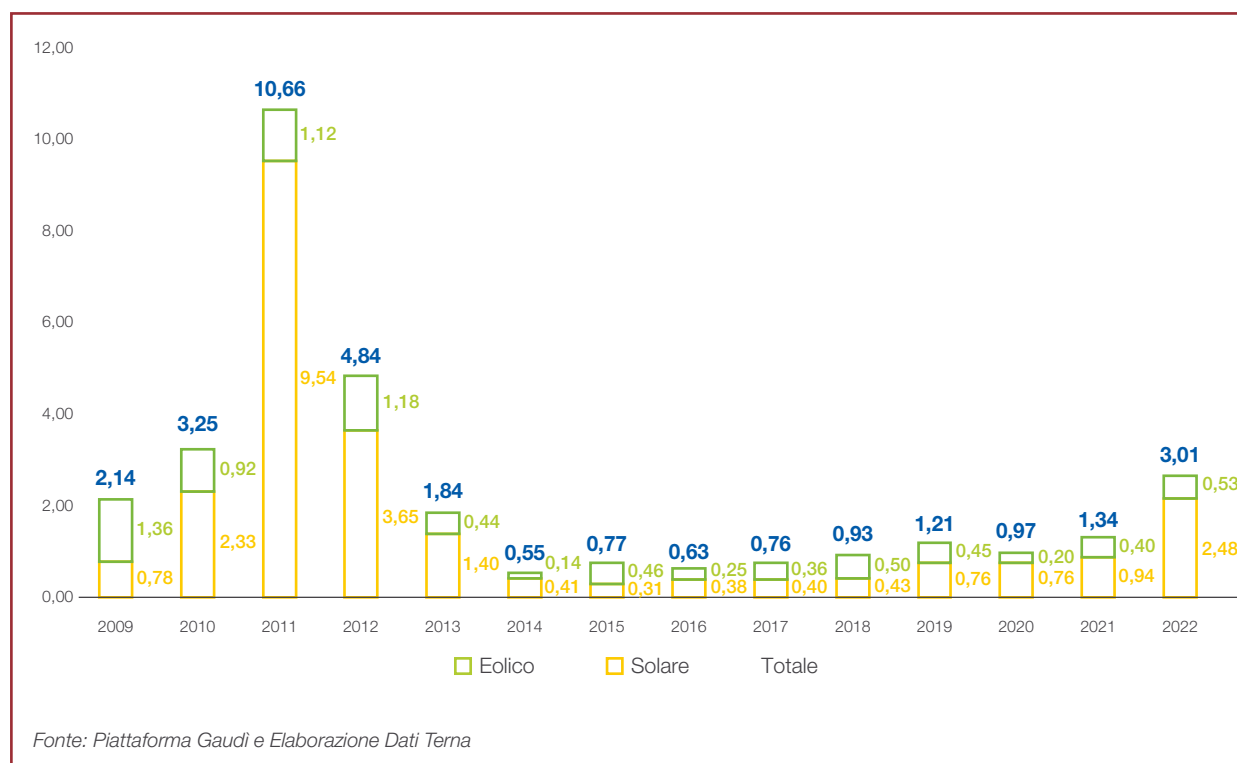
¹⁸ Fonte: Gaudi e elaborazione dati Terna.

L'aumento è stato trainato in particolare dal fotovoltaico con circa 2,48 GW (+260% rispetto al 2021) e dall'eolico con circa 0,53 GW (+130% rispetto al 2021). La crescita delle installazioni è stata favorita anche dalle semplificazioni autorizzative introdotte nel corso dell'anno che avranno risvolti positivi anche per gli anni 2023 e 2024.

Le facilitazioni introdotte nel Decreto Semplificazioni 2021 sul fronte della Valutazione di impatto ambientale (VIA) hanno dato i loro frutti. La riforma ha colpito positivamente le rinnovabili in Italia imprimendo un'accelerata all'iter autorizzativo. Lo dimostrano i numeri presentati il 16 dicembre dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) a resoconto del lavoro svolto nel 2022 dai due organismi chiave per la VIA di competenza statale, in particolare la Commissione VIA-VAS e la Commissione PNRR-PNIEC. Dall'inizio del 2022 a metà dicembre i due enti tecnici hanno infatti autorizzato 7,1 GW di nuovi impianti rinnovabili in Italia.

Per il conseguimento degli obiettivi al 2030 previsti dai nuovi obiettivi di policy europei servirebbe un tasso di installazione di circa 2 GW/anno per l'eolico e 6 GW/anno per il fotovoltaico: cioè rispettivamente circa 4 e 2 volte tanto gli attuali valori di 0,53 GW/anno per l'energia dal vento e di circa 2,48 GW/anno per il solare.

FIGURA 19 *Evoluzione dell'Installato per fonte (valori in GW)*



Dal punto di vista infrastrutturale l'integrazione delle rinnovabili richiederà oltre 300 nuove stazioni RTN di raccolta FER equivalenti a oltre 4.500 impianti per una capacità di trasformazione complessiva di circa 100.000 MW. Da un punto di vista economico, questi interventi infrastrutturali corrispondono ad una pianificazione economica di oltre 1 miliardo di € di investimenti nel decennio di piano 2023 – 2032.

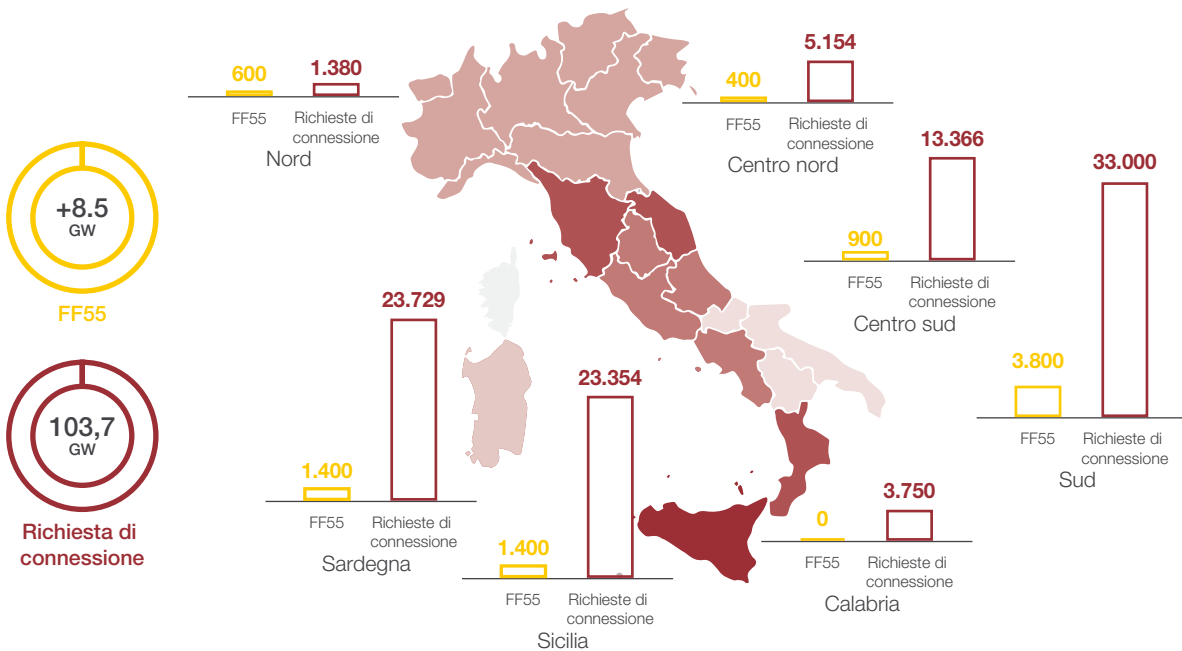
Nelle pagine che seguono sono presenti dei focus di dettaglio in merito all'evoluzione dell'eolico off-shore in Italia, sul trend delle richieste di connessione da parte degli impianti di consumo "Data Center" e sulla semplificazione della soluzione di connessione 36 kV. Maggiori dettagli riguardo l'evoluzione tecnologica, gli stati e i principi generali delle richieste di connessione sono contenuti all'interno dell'Allegato "Evoluzione Rinnovabile e interventi di Connessione".

FOCUS: EOLICO OFF-SHORE

Una particolare attenzione è, inoltre, da riservare alle richieste di connessione degli impianti eolici off-shore. Il Piano Nazionale Energia e Clima prevede attualmente un obiettivo di soli 900 MW da realizzare entro il 2030. Tale target è in corso di revisione, anche in considerazione del notevole incremento delle richieste di connessione per tale tecnologia, sia nella nuova versione del PNIEC che nel decreto FER2 sull'incentivazione delle rinnovabili non ancora mature.

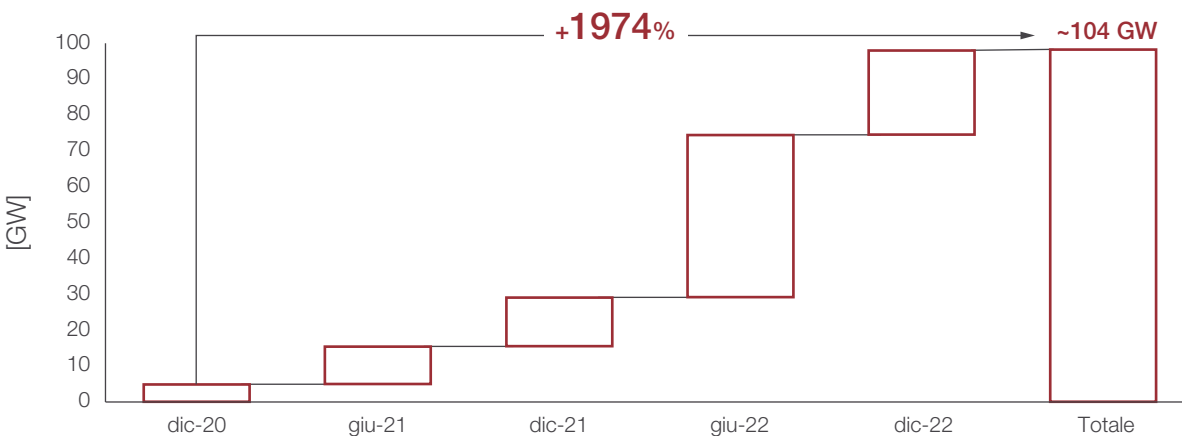
In seguito ai progressi tecnologici degli ultimi anni sui sistemi galleggianti (turbine eoliche e sottostazioni) e sui cavi dinamici, il numero delle **richieste di connessione** per tali impianti è aumentato di circa 20 volte rispetto al 2020, raggiungendo un totale di circa **104 GW a dicembre 2022** (Figura 20), nettamente superiori rispetto a quanto presentato nello scenario energetico previsto da Terna (**8,5 GW installati al 2030 a fronte di circa soli 30 MW in esercizio al 31 dicembre 2022**). La forte accelerazione si riscontra principalmente nelle aree del Sud dell'Italia e delle Isole dove è maggiore la disponibilità della fonte energetica primaria.

FIGURA 20 *Distribuzione delle iniziative di impianti eolici off-shore al 31.12.2022 (valori in MW)*



La Figura 21 rappresenta il trend delle richieste a partire dalla fine dell'anno 2020 ed evidenzia il maggior incremento registrato nel primo semestre del 2022.

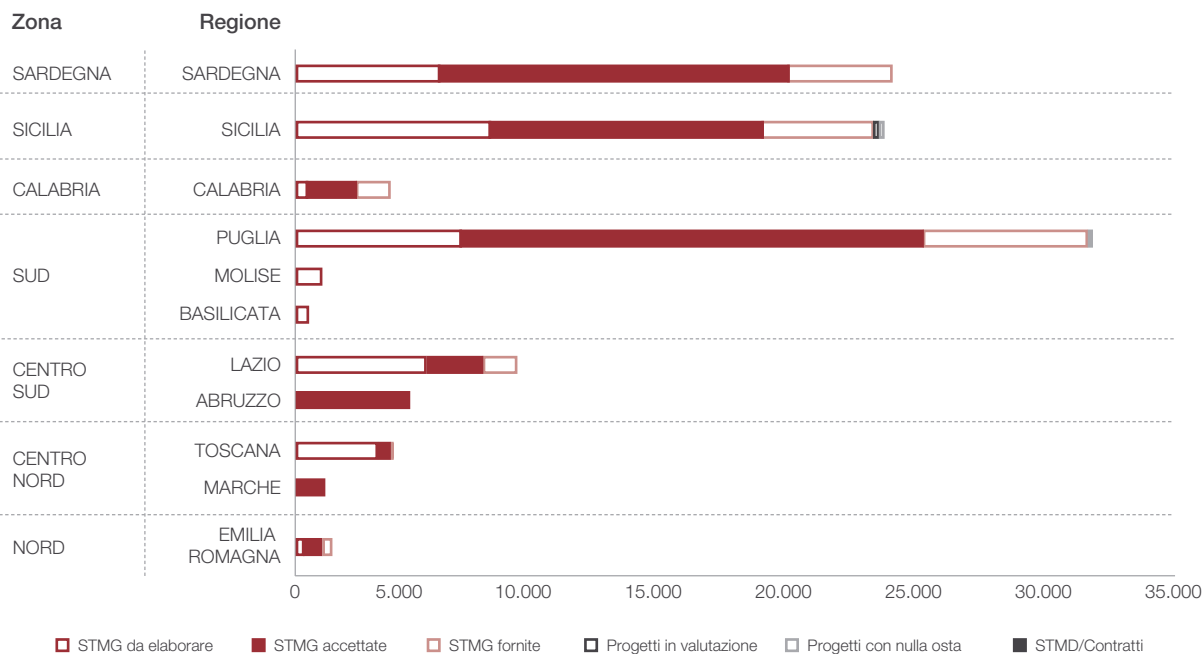
FIGURA 21 *Trend delle richieste di connessione per impianti eolici off-shore a partire da dicembre 2020*



Le soluzioni di connessione per gli impianti eolici off-shore presentano una complessità tecnica maggiore sia per la dimensione delle singole iniziative sia per la loro concentrazione geografica: circa il 30% delle richieste si registrano a largo delle coste pugliesi. Inoltre, le richieste di connessione di tale tipologia di impianti sono caratterizzate da potenze rilevanti per cui è fondamentale la valutazione delle problematiche legate a possibili improvvise perdite di iniezioni di potenza data l'imprevedibilità della fonte primaria, che rendono cruciale la scelta dello schema di connessione.

I **criteri di definizione e rilascio delle soluzioni di connessione** elaborate da Terna sono stati oggetto del workshop "Evoluzione rinnovabili-Focus off-shore" tenutosi il 22 novembre 2022 ed organizzato da Terna, con la partecipazione del Ministero dell'Ambiente e Sicurezza Energetica (MASE) e dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Alla data del 31 dicembre 2022 sono state rilasciate soluzioni di connessione per più di 73 GW, risultano inoltre circa 20 GW di richieste con una soluzione preliminare di connessione identificata e poco meno di 10 GW di pratiche sospese in attesa di integrazioni alla documentazione presentata, al fine di elaborare la soluzione di connessione. In *Figura 22* si illustra per tutte le regioni interessate da iniziative off-shore il dettaglio relativo allo stato pratica.

FIGURA 22 Stato e distribuzione regionale delle iniziative di impianti eolici off-shore al 31.12.2022 (valori in MW)



FOCUS: DATA CENTER

Le richieste di connessione per la realizzazione dei **centri di elaborazione dati (CED, o datacenters)** sono un elemento particolarmente rilevante se si considera la dimensione delle iniziative, la loro numerosità e concentrazione geografica e rappresenta un chiaro driver di sviluppo del processo di digitalizzazione delle imprese oltre all'affermazione dei nuovi paradigmi di cloud computing.

Queste iniziative sono caratterizzate da requisiti di connessione particolarmente stringenti tenuto conto della natura del servizio che viene erogato ed in particolare:

- alta potenza assorbita dal sito in maniera abbastanza costante, tale da richiedere una connessione diretta in AT;
- disponibilità di energia in maniera costante senza interruzioni, ovvero la necessità di una doppia alimentazione in AT;
- vicinanza a nodi di interconnessione con la rete di telecomunicazione;
- condizioni ambientali geologicamente e termicamente favorevoli.

Analizzando le richieste di connessione pervenute a Terna, **il prelievo atteso totale ha un valore estremamente elevato ed è fortemente concentrato su nodi (esistenti o previsti) della RTN**. L'area di maggior interesse, ad oggi, è il Nord Italia, specificamente Lombardia con evidenze di ulteriori sviluppi nell'area ligure.

Alla fine di dicembre 2022, il 67,7% del totale delle richieste di connessione per unità di consumo (2,69 GW totali) in Lombardia corrisponde a richieste di connessione per impianti CED, specificamente nelle provincie di Milano (1,47 GW, 81%), Monza e della Brianza (0,12 GW, 6%) e Pavia (0,23 GW, 13%).

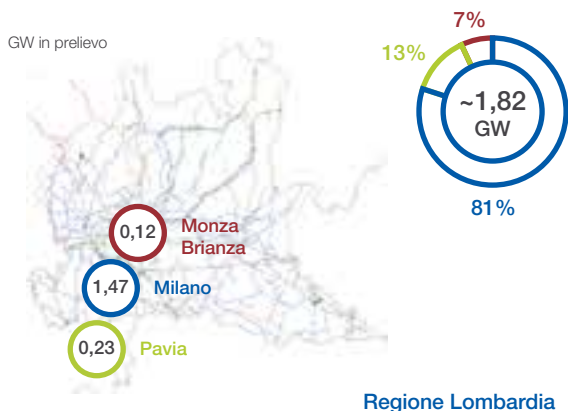
Inevitabilmente, ciò sta avendo un forte impatto sulla pianificazione della rete lombarda.

Studiando il progressivo aumento per anno (Figura 23), si può osservare che la prima richiesta di connessione per un impianto di consumo di questa tipologia è stata effettuata nel 2013, per una potenza in prelievo pari a 50 MW, in provincia di Milano. Per i successivi 7 anni la situazione è rimasta invariata fino a quando, nel 2020, la potenza richiesta è passata da 50 MW a 590 MW (+1080%). Dal 2020 in poi la richiesta di potenza aumenta quasi in modo esponenziale, passando da 590 MW al 2020, a 980 MW (+66%) nel 2021 e infine a 1,82 GW a dicembre 2022 (+80%).

In conclusione, si può notare che questo è un fenomeno relativamente recente che richiede particolare attenzione sia nell'ottica di pianificare una rete sicura, affidabile e resiliente sia in termini di impatti sull'adeguatezza del sistema.

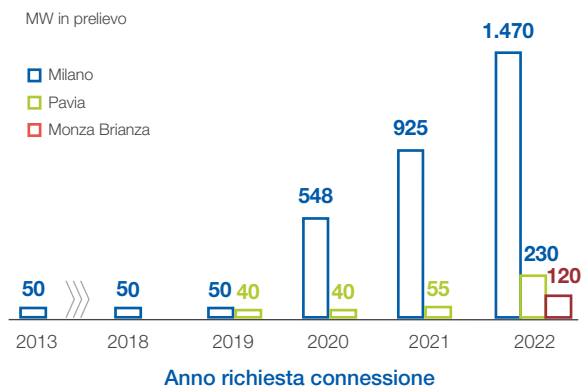
FIGURA 23 **Evoluzione richieste di connessione Data Center**

LOCALIZZAZIONE DATA CENTER



Dati aggiornati al 31.12.2022

RICHIESTE DI CONNESSIONE PER PRATICHE RELATIVE A DATACENTER A DICEMBRE 2022



FOCUS: SEMPLIFICAZIONE DELLA SOLUZIONE DI CONNESSIONE E VANTAGGI ATTESI

Gli **standard di connessione¹⁹ alla RTN tradizionali** prevedevano, tipicamente all'interno di stazioni di raccolta 380/150-132 kV o 220/150-132 kV, la realizzazione di stalli 150-132 kV con la funzione di impianti di rete per la connessione del singolo impianto di produzione.

Gli stalli a 150-132 kV possono connettere impianti di produzione di potenza fino a 200-250 MW, superiore rispetto alla taglia media degli impianti di produzione per cui sono attualmente presentate la maggior parte delle richieste di connessione alla RTN. Questa soluzione può provocare un **disallineamento tra capacità infrastrutturale e taglia degli impianti**, comportando delle inefficienze nell'utilizzo non ottimale delle infrastrutture di rete e maggiore occupazione di suolo.

Al fine di efficientare l'utilizzo della capacità disponibile su ogni singolo stallo RTN e di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, è nata la **necessità di condivisione dell'impianto di rete per una pluralità di impianti di produzione** ("condominio" sullo stesso stallo RTN). Conseguentemente, questo ha implicato la condivisione da parte dei richiedenti anche dell'impianto di utenza per la connessione, comportando difficoltà tecniche e gestionali per il coordinamento della fase autorizzativa, realizzativa e di esercizio tra i produttori.

Nella progressiva ricerca di soluzioni finalizzate alla promozione della semplicità e dell'efficienza per l'erogazione del servizio e tenendo conto dell'evoluzione del sistema elettrico per il raggiungimento degli obiettivi europei in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, Terna ha individuato un **nuovo standard di connessione al livello di tensione 36 kV per gli impianti di produzione con potenza fino a 100 MW da connettere alla RTN**.

L'introduzione del nuovo standard di connessione è avvenuta a seguito di un processo di consultazione, che si è concluso il 18 ottobre 2021 con la **Deliberazione 439/2021/R/EEL dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**.

La nuova soluzione standard di connessione a 36 kV consente di fornire la connessione alla RTN a un livello di tensione più adeguato alla taglia media degli impianti di produzione richiedenti la connessione, svincolandoli al contempo dalle complessità autorizzative portate in capo dalla realizzazione di uno stallo a 150-132 kV. In particolare, la nuova soluzione standard di connessione prevede che ciascun impianto di produzione sia connesso direttamente a uno stallo a tensione pari a 36 kV, che svolge la funzione di impianto di rete per la connessione con potenza convenzionale pari a 100 MW. La trasformazione da 36 kV a livelli superiori è quindi effettuata da Terna, e non più dai produttori nell'ambito delle proprie attività di gestione della RTN, il che consente di razionalizzare e semplificare le soluzioni tecniche adottate.

>>

¹⁹ Allegato A.2 Codice di Rete.

FOCUS: SEMPLIFICAZIONE DELLA SOLUZIONE DI CONNESSIONE E VANTAGGI ATTESI

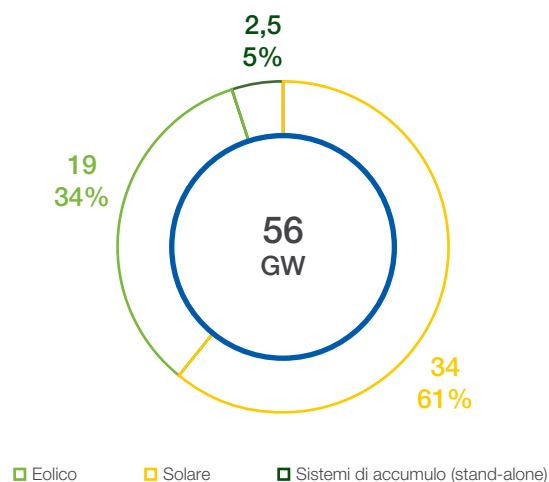
I vantaggi individuati per la nuova soluzione standard di connessione sono:

- la **semplificazione** degli impianti di utenza per la connessione in capo ai produttori, in quanto essi non prevedono più la trasformazione di tensione a 150-132 kV o a valori superiori;
- la **razionalizzazione** delle soluzioni tecniche per la connessione in capo a Terna perché l'erogazione della connessione a 36 kV consente la condivisione di un unico trasformatore 380-220-150-132/36 kV tra più richiedenti, evitando che ogni richiedente abbia un proprio trasformatore 150/36-31 kV;
- la **riduzione dell'occupazione di suolo**, conseguente dalla condivisione di un unico trasformatore 380-220-150-132/36 kV tra più richiedenti;
- la potenziale **maggiore accettabilità territoriale** derivante dal minore impatto ambientale della soluzione di connessione a 36 kV, il che potrebbe facilitare e accelerare le procedure autorizzative per le opere di rete per la connessione;
- la **migliore gestione degli iter di connessione** degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, poiché la soluzione di connessione a 36 kV consente un dimensionamento dell'impianto di rete per la connessione (stallo) più coerente con l'effettiva taglia dei medesimi impianti di produzione, con conseguenti efficienze in termini di maggiore tasso di utilizzo della capacità dello stallo e in termini di riduzione della complessità gestionale e delle tempistiche dell'iter di connessione;
- l'**ottimizzazione dei costi complessivi** per il sistema elettrico, poiché la realizzazione di impianti della RTN a 150-132/36 kV consente di razionalizzare la medesima RTN, con riflessi positivi anche per i richiedenti la connessione.

L'introduzione del nuovo standard di connessione a 36 kV ha riscontrato un'ampia diffusione e, alla metà del mese di dicembre 2022, si registrano più di 1.400 Preventivi di Connessione emessi a 36 kV, per una capacità di produzione FER e di sistemi di accumulo complessiva di più di 56 GW. Di questi, più di 600 preventivi, per circa 26 GW, risultano essere richieste di riesame a 36 kV di preventivi già emessi in precedenza con soluzioni di connessione a 220-150-132 kV.

La distribuzione delle soluzioni di connessione a 36 kV evidenzia una maggioranza di richieste da impianti fotovoltaici con circa 34 GW di capacità, a seguire l'eolico con circa 19 GW. La restante parte, circa 2,5 GW di capacità, risulta rilasciata a Sistemi di Accumulo stand-alone, evidenziando come questo tipo di soluzione favorisca anche la connessione di questa tipologia di impianti.

FIGURA 24 **Capacità di produzione FER e sistemi di accumulo (valori in GW)**



3.1 L'analisi di Terna sulle aree disponibili all'installazione di nuovi impianti FER

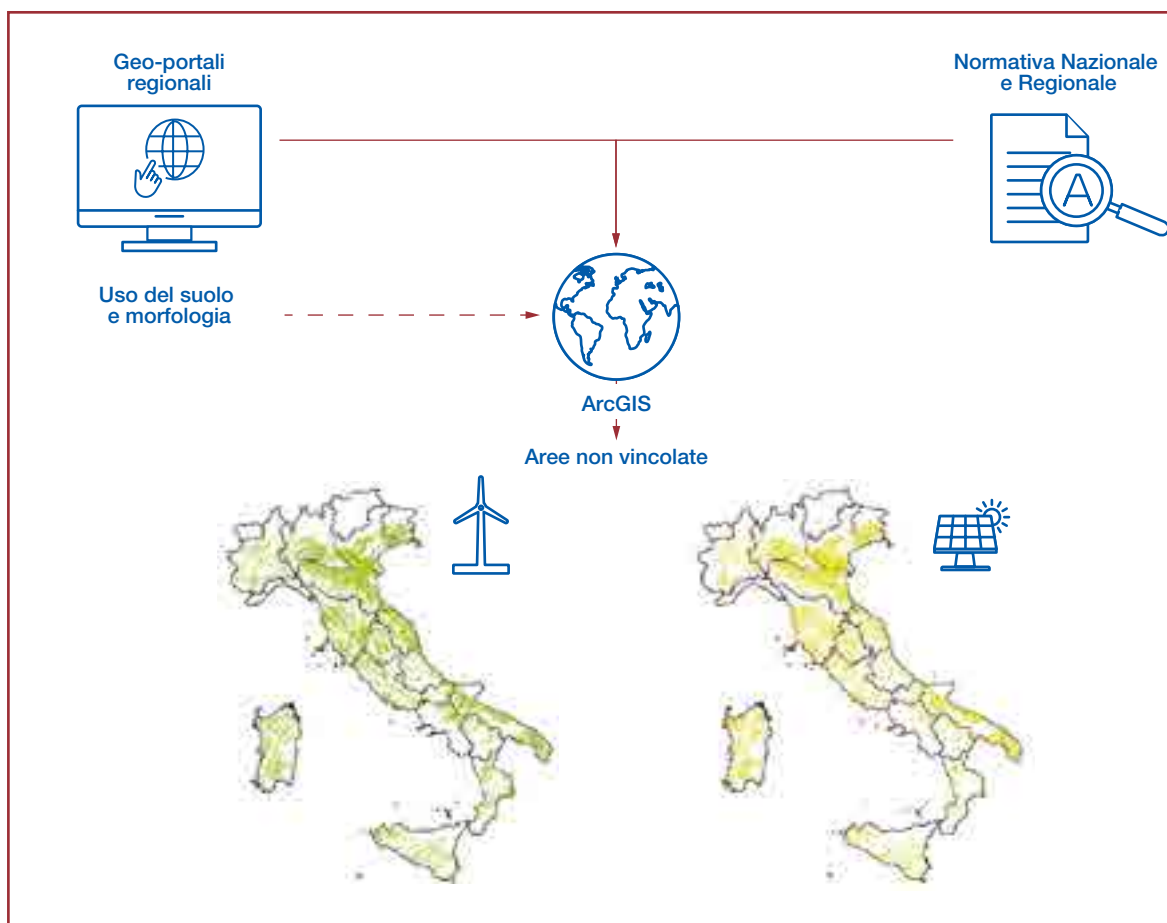
Il **raggiungimento dei target di decarbonizzazione del parco di generazione e di integrazione delle risorse energetiche rinnovabili nel mix produttivo**, come previsto dallo scenario FF55, è strettamente **correlato all'effettiva realizzazione delle richieste di connessione di nuovi impianti FER ricevute da Terna**.

In questo contesto, Terna ha eseguito un esercizio sull'intero perimetro nazionale con l'obiettivo di valutare la localizzazione delle richieste di connessione di impianti fotovoltaici ed eolici on-shore rispetto ad aree caratterizzate da elementi potenzialmente ostativi al processo di connessione e realizzazione degli impianti stessi.

A tal fine sono state definite le aree vincolate tenendo in considerazione alcuni criteri selettivi individuati sia considerando la normativa regionale e nazionale a tutela dell'ambiente e del paesaggio, sia valutando aspetti più strettamente legati all'uso del suolo e alle caratteristiche morfologiche del territorio, come pendenza ed esposizione.

Attraverso analisi effettuate con l'ausilio di strumenti di georeferenziazione dei dati (GIS, Geographic Information System), sono stati raccolti i diversi layer rappresentativi dei vincoli e delle caratteristiche del suolo al fine di ottenere una mappatura unica delle aree di esclusione per ogni regione. Le aree non soggette a vincoli sono state quindi ottenute per differenza, sull'intera superficie regionale, rispetto alle aree precedentemente escluse.

FIGURA 25 Aree non vincolate



Da tale analisi emerge che circa il 19% (5.792.600 ha) e il 22% (6.771.900 ha) della superficie nazionale risultano aree non soggette a vincoli per l'installazione rispettivamente di impianti fotovoltaici ed eolici on-shore.


Dalla sovrapposizione della mappatura delle aree non vincolate con la geolocalizzazione delle richieste di connessione di impianti fotovoltaici ed eolici on-shore, pervenute a Terna fino a dicembre 2022, è stato inoltre possibile identificare le potenziali pratiche FER localizzate in tali aree.

Dalla sovrapposizione è emerso che 3.185 pratiche (153 GW), pari a c.a. l'80% delle richieste totali mappate, ricadono completamente o parzialmente in aree non soggette a vincoli, di cui:

- 2.044 pratiche (91 GW) sono le richieste di connessione per impianti PV;
- 1.141 pratiche (62 GW) sono le richieste di connessione di impianti eolici on-shore.

Terna sta avviando lo sviluppo di un portale navigabile, in cui saranno fornite le evidenze delle analisi svolte e le future evoluzioni in funzione delle nuove richieste pervenute e delle evoluzioni normative attese.





4.1	Obiettivi e strategia di sviluppo	44
4.2	Gli investimenti del Piano di Sviluppo 2023 e i principali benefici attesi	47
4.3	La rete Hypergrid	50
	4.3.1 <i>Hypergrid e i suoi progetti</i>	52

4

Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo

Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo

4.1 Obiettivi e strategia di sviluppo

Alla luce delle sfide che caratterizzeranno il sistema elettrico in ragione dei trend di evoluzione attesi negli scenari energetici previsionali e dei cambiamenti climatici in atto, nell'ambito della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione è necessario soddisfare i seguenti obiettivi del sistema elettrico:



INTEGRARE LE FER

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete deve necessariamente essere orientato a garantire l'integrazione efficiente delle energie rinnovabili in forte crescita nonché a creare le condizioni ottimali per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, in linea con lo scenario previsto di sviluppo delle FER. Inoltre, per gestire le **repentine variazioni di generazione** dovute all'aleatorietà della fonte energetica primaria e per **veicolare, indirizzare e controllare i flussi di energia prodotta**, risultano necessari **sviluppi infrastrutturali addizionali** rispetto a quelli già programmati nei precedenti Piani di Sviluppo, che consentano di integrare efficientemente la nuova generazione rinnovabile, aumentando la capacità di transito fra le Zone di Mercato.

Ad integrazione degli interventi previsti nei Piani di Sviluppo precedenti propedeutici all'integrazione delle FER, quali ad esempio Tyrrhenian Link e Adriatic Link, Terna, attraverso il progetto Hypergrid, ha previsto nuovi interventi di sviluppo abilitanti e funzionali all'integrazione di nuova capacità rinnovabile per un totale di investimento complessivo stimato in c.ca **11 Mld€**.

INCREMENTARE LA CAPACITÀ DI TRASPORTO TRA LE ZONE DI MERCATO E RISOLUZIONE DELLE CONGESTIONI DEL SISTEMA ELETTRICO

A seguito dell'analisi dei segnali provenienti dai mercati dell'energia e degli esiti delle simulazioni di mercato (cfr. Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo") Terna ha previsto la realizzazione di una serie di **interventi funzionali a garantire il superamento delle congestioni tra le zone di mercato, per rendere la produzione più efficiente e incrementare la disponibilità di risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento** (per maggiori dettagli si faccia riferimento al Fascicolo "Benefici di sistema e analisi robustezza rete").

In questo ambito, nel Piano di Sviluppo 2023 della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, l'ammodernamento di elettrodotti esistenti con interventi sulle linee esistenti realizzati sul medesimo tracciato o in adiacenza con un miglioramento delle prestazioni di esercizio, ovvero per consentirne l'esercizio in corrente continua, oltre al ricorso alla tecnologia del cavo interrato/sottomarino e soluzioni AC innovative, consentirà un notevole aumento della capacità di trasporto, al fine di implementare un layer in DC (progetto Hypergrid) che permetterà di realizzare una rete attiva e altamente stabilizzante. I nuovi interventi di sviluppo Hypergrid consentiranno un **raddoppio dell'attuale capacità di scambio tra le zone di mercato** (oltre 30 GW) e, in modo sinergico agli interventi pianificati nei piani precedenti, contribuiranno alla riduzione e risoluzione delle future congestioni della Rete di Trasmissione Nazionale.

SVILUPPARE LE INTERCONNESSIONI CON L'ESTERO

Il Piano di Sviluppo 2023 in continuità con in precedenti Piani, mantiene i **rinforzi della rete di trasmissione per sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti al fine di garantire una maggiore sicurezza**, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi.

A tal riguardo, in linea con quanto osservato anche nei precedenti Piani, si punta a sviluppare la capacità di interconnessione dell'Italia principalmente attraverso le seguenti opere di sviluppo (per un totale di investimento complessivo di circa 2 Mld €²⁰):

- 301-P HVDC Sardegna-Corsica-Italia (SA.CO.I 3): l'interconnessione tra i sistemi elettrici della Corsica, della Sardegna e della penisola Italiana, principalmente per esigenze di sicurezza e integrazione della produzione da fonti rinnovabili;

²⁰ L'investimento comprende anche quote al di fuori dell'orizzonte di riferimento del PdS23.

- 601-I Interconnessione Italia-Tunisia (Tunita): lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa, di rilevanza strategica, che genererebbe benefici in Italia e Tunisia, fornendo uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa. Per tale progetto, inserito in accordo al Regolamento UE 347/2013 nella lista dei Progetti di Interesse Comune (PCI), è previsto un investimento di circa 850 M€ (valore stimato in 425 Mln€ a cura Terna). Di questi, 307 M€ saranno finanziati mediante *Connecting Europe Facility* ("CEF"), il fondo dell'Unione europea destinato allo sviluppo di progetti chiave che mirano al potenziamento delle infrastrutture energetiche comunitarie;
- 554-P Interconnessione Italia-Grecia (Grita 2): lo sviluppo di una nuova interconnessione con la Grecia, per garantire l'esercizio della rete in sicurezza ed un incremento dell'efficienza dei mercati e dei servizi.

MIGLIORARE I LIVELLI DI SICUREZZA, QUALITÀ E RESILIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO, NONCHÉ LA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO

Tra gli obiettivi dell'attività di pianificazione rientra il **miglioramento dei livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, al fine di garantire la costante copertura della domanda elettrica, nonché la continuità del servizio.**

Per tale motivo, all'interno del Piano di Sviluppo 2023 sono stati pianificati interventi caratterizzati da attività legate al potenziamento della rete ma anche alla realizzazione di nuove vie di alimentazione, al fine di aumentare l'affidabilità del sistema elettrico e ridurre i rischi di disservizio in termini di energia non fornita.

Accanto agli interventi prevalentemente infrastrutturali, il Piano di Sviluppo prevede ulteriori iniziative finalizzate ad assicurare un livello adeguato di sicurezza anche attraverso:

- l'integrazione delle direttrici AT ex-RFI con gli elettrodotti 150 kV RTN incrementando gli standard di qualità e di sicurezza di esercizio riducendo contestualmente l'impatto delle infrastrutture sul territorio;
- la rimozione dei vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carico e produzione o in occasione di indisponibilità per manutenzione, la sicurezza e continuità del servizio;
- la risoluzione dei collegamenti degli elettrodotti in derivazione rigida;
- l'installazione dei dispositivi di sezionamento automatizzato e motorizzato che consentono di ridurre i tempi di ripristino in caso di disservizio e i sezionatori motorizzati di bypass per incrementare la flessibilità di esercizio in favore degli utenti alimentati in antenna su impianti che non rientrano nella titolarità di Terna.

Ai fini della gestione in sicurezza del funzionamento della rete, legato in particolare al controllo delle tensioni, nel Piano di Sviluppo sono previsti una serie di interventi di installazione dei nuovi condensatori e di dispositivi per la regolazione della potenza reattiva e, in sinergia con gli interventi del Piano di Sviluppo, vi sono anche quelli del Piano Sicurezza finalizzati alla gestione ottimizzata della regolazione della tensione ed alla rimozione dei vincoli di rete.

GARANTIRE LA ROBUSTEZZA DELLA RETE E SMORZARE LE OSCILLAZIONI INTERSYSTEMICHE A BASSA FREQUENZA

All'interno del contesto della transizione energetica, si prevede una progressiva integrazione nel sistema elettrico di impianti da fonte rinnovabile interfacciati alla rete tramite inverter; ciò comporterà una cospicua riduzione di generazione convenzionale. Il **mix di generazione del prossimo futuro porrà sempre di più all'attenzione il fenomeno relativo alla Robustezza di Rete (System Strength), intesa come la capacità del sistema elettrico di mantenere o controllare la forma d'onda di tensione in un qualsiasi nodo della rete a seguito di un guasto o disturbo²¹**. In altre parole, la Robustezza di Rete definisce quanto rapidamente il sistema riesce a ripristinare il regolare funzionamento della rete a seguito di una perturbazione che ne altera l'esercizio. Al crescere della robustezza, maggiore sarà la capacità del sistema di mantenere stabile il profilo di tensione nei nodi al verificarsi di un disturbo.

La rete del futuro dovrà affrontare la progressiva riduzione di robustezza riconducibile alla rapida sostituzione del parco di generazione convenzionale in favore di generazione distribuita di tipo inverter-based, attraverso un utilizzo efficiente delle prestazioni introdotte dai futuri sviluppi di rete (Stazioni di conversione AC/DC).

Gli ulteriori interventi di rinforzo necessari per far fronte a tali trasformazioni, oltre che incrementare la robustezza di sistema (es. CS, STATCOM, shunt), dovranno consentire una più efficace direzionalità dei flussi di potenza verso le aree di carico concorrendo al mantenimento dei parametri di rete all'interno degli standard di qualità previsti.

Serve, quindi, una rete elettrica diversa e sempre più "attiva" rispetto a quella che si aveva in passato, con una maggiore capacità di scambio tra zone interne di mercato e interconnessioni, nonché con approcci più efficienti e robusti per far fronte a sistemi elettrici sempre più caratterizzati da risorse *inverter based*, all'aumento della domanda di elettricità e alla maggiore complessità in un sistema che bilancia in tempo reale la domanda e l'offerta.

Nei sistemi elettrici "in isola", come nel caso di Australia e Gran Bretagna, le criticità di sistema appena descritte risultano già presenti e per primi, i relativi ISO/TSO, quali AEMO e NationalGrid hanno già intrapreso studi atti all'identificazione di opportuni strumenti in grado di contribuire all'irrobustimento della rete.

4.2 Gli investimenti del Piano di Sviluppo 2023 e i principali benefici attesi

Gli obiettivi posti dalla transizione sono pienamente raggiungibili solo attraverso lo sviluppo di infrastrutture strategiche abilitanti e innovative, tenendo conto che lo scenario energetico che verrà realizzato potrebbe essere diverso rispetto a quelli ad oggi previsti sia nella distribuzione degli impianti FER sul territorio che nella velocità di realizzazione su base territoriale. Per poter affrontare in modo efficace tali sfide, è necessaria una forte adattabilità degli investimenti e una maggiore flessibilità degli sforzi infrastrutturali in modo che possano rispondere rapidamente alle diverse traiettorie di realizzazione della transizione energetica.

Per raggiungere tali sfidanti obiettivi, il Piano di Sviluppo 2023 prevede, in aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di Sviluppo 2021, il lancio di progetti innovativi all'interno del progetto **Hypergrid**, pari a circa **11 Mld €**, per traguardare i target del futuro con incremento e accelerazione degli investimenti, utili per il Paese, determinando - **nell'orizzonte decennale di Piano 2023 – 2032 - un valore complessivo di Piano di circa 21 Mld€**.

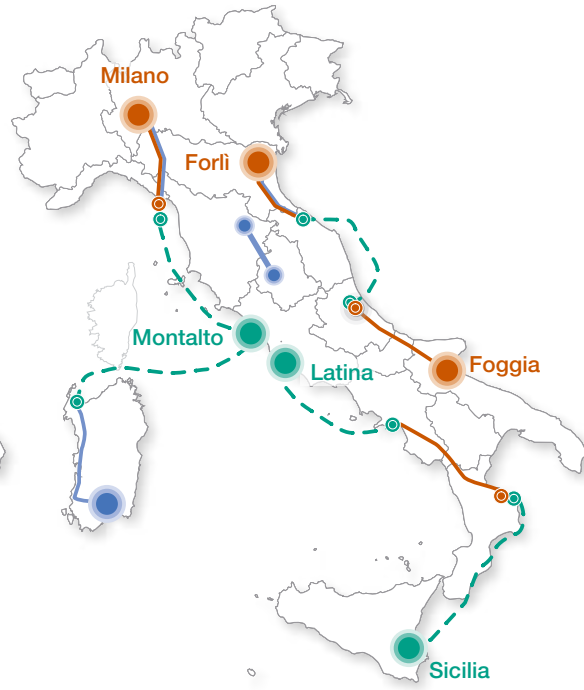
²¹ System Strength Explained, 2020, AEMO.

FIGURA 26 Progetti Hypergrid e anno orizzonte

**HYPERGRID NELL'ORIZZONTE DI PIANO
2023-2032**



**HYPERGRID NELL'ORIZZONTE POST
2032**



●—● HVDC marini
 ●—● Ammodern. AC/DC
 ●—● Ammodern. AC

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 di infrastrutture che avranno un valore complessivo, oltre l'orizzonte decennale, fino a circa 30 Mld€.

Il Piano di Sviluppo 2023, introducendo per la prima volta il progetto innovativo **Hypergrid**, prevederà l'utilizzo della trasmissione in corrente continua e di nuove tecnologie per riuscire a raggiungere gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica. Nell'ottica di una maggiore flessibilità, anche sul versante regolatorio, l'ARERA ha previsto l'introduzione di un **nuovo approccio per l'approvazione dei principali progetti di sviluppo** della Rete di Trasmissione²² che persegue la duplice finalità di velocizzare l'approvazione degli interventi identificati come prioritari al raggiungimento degli obiettivi di integrazione delle fonti rinnovabili e consentire, al contempo, di rivalutare l'esigenza o meno dell'intervento sulla base dell'effettivo verificarsi delle condizioni di scenario (es. realizzazione del quantitativo RES), articolato in due fasi distinte di cui:

- **Fase 1:** finalizzata a riconoscere, sulla base anche del set informativo messo a disposizione nelle schede di Piano, l'utilità dell'intervento e conseguentemente le spese preliminari sostenute da Terna per la definizione del progetto e la relativa procedura autorizzativa;
- **Fase 2:** funzionale a fornire il parere favorevole alla realizzazione finale del progetto e al riconoscimento delle relative spese di investimento se effettivamente confermata l'esigenza a cui il progetto risponde (effettivo verificarsi dello scenario di riferimento).

Per le opere del progetto Hypergrid verrà richiesta l'applicazione del nuovo processo di valutazione.

La pianificazione temporale di Hypergrid ha tenuto conto di un approccio di **massimizzazione dei benefici** per il sistema elettrico in funzione sia degli scenari energetici che delle opere di sviluppo dei Piani Precedenti. Per tale motivo le prime dorsali ad essere previste come necessarie a partire dal 2030 in poi sono l'HVDC Milano – Montalto, il Central Link e l'HVDC Fano – Foggia, le quali daranno un notevole aumento della capacità di trasporto nelle sezioni Centro Sud – Centro Nord e Centro Nord – Nord. Ciò consentirà di raccordare le due sezioni di rete, ad oggi più limitate a Nord, con le aree di maggiore produzione FER e gli aumenti di capacità di trasporto già pianificati nelle sezioni a Sud, ottenendo enormi benefici per il sistema elettrico sia da un punto di vista economico che di sicurezza energetica. A seguire, dal 2035 verranno implementati i potenziamenti a Sud e Isole in funzione della concreta attuazione degli scenari a forte penetrazione FER.

Si è infatti applicato il principio del **basket autorizzativo**, ovvero ottenere un portafoglio autorizzativo in cui la realizzazione delle stesse opere potrebbe essere condizionata all'effettivo scenario energetico delle rinnovabili che nel frattempo si verrebbe a consolidare, evitando in questo modo inefficienze di costo per il sistema, oltre a contribuire in modo determinante all'aumento della robustezza e flessibilità della rete del futuro. Al fine di **efficientare la pianificazione temporale** delle nuove dorsali Hypergrid, come già descritto, si è proceduto ad un'opportuna prioritizzazione delle varie dorsali, in funzione dell'utilità di sistema delle stesse. La pianificazione dei progetti Hypergrid e la loro evoluzione nel tempo sono riportati nella **Figura 26**, la quale mostra le dorsali che saranno in servizio all'anno 2030 e 2040, sulla base delle esigenze definite al momento di predisposizione del presente Piano di Sviluppo e delle migliori previsioni di tempistiche autorizzative e realizzative.

I principali benefici attesi grazie all'implementazione degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2023 sono dettagliatamente descritti nel Fascicolo "Benefici di sistema e analisi robustezza rete", a cui si rimanda per maggiori dettagli. Di seguito si riportano le maggiori evidenze:

- **incremento capacità di scambio tra zone: raddoppio** dell'attuale **capacità di scambio** tra le **zone di mercato** dai **circa 16 GW attuali a oltre 30 GW**, anche grazie ai sistemi digitali;
- **miglioramento dell'efficienza degli investimenti:** costo unitario di **0,7 Mld€ per ogni GW** di incremento di capacità di trasmissione, in netta riduzione rispetto ai Piani di Sviluppo precedenti;
- le **riduzione delle ore di congestione** sulle sezioni di mercato in particolare fra le sezioni Sud e Centro Sud;
- riduzione di circa l'80% dell'Overgeneration totale di Sistema su MGP e di circa il 60% su MSD;
- riduzione delle perdite tra 0,5 - 1 TWh/y, dovuta agli sviluppi di rete pianificati nel presente Piano di Sviluppo, anche nell'ottica di avere uno scenario energetico che prevede un'elevata quantità di flussi su grandi distanze, in particolare dal sud al nord del Paese;
- **riduzione** totale di emissioni di CO₂ nel lungo termine fino a quasi 12.000 kt/anno;
- **miglioramento della dinamica** del sistema e **incremento della robustezza** della rete.

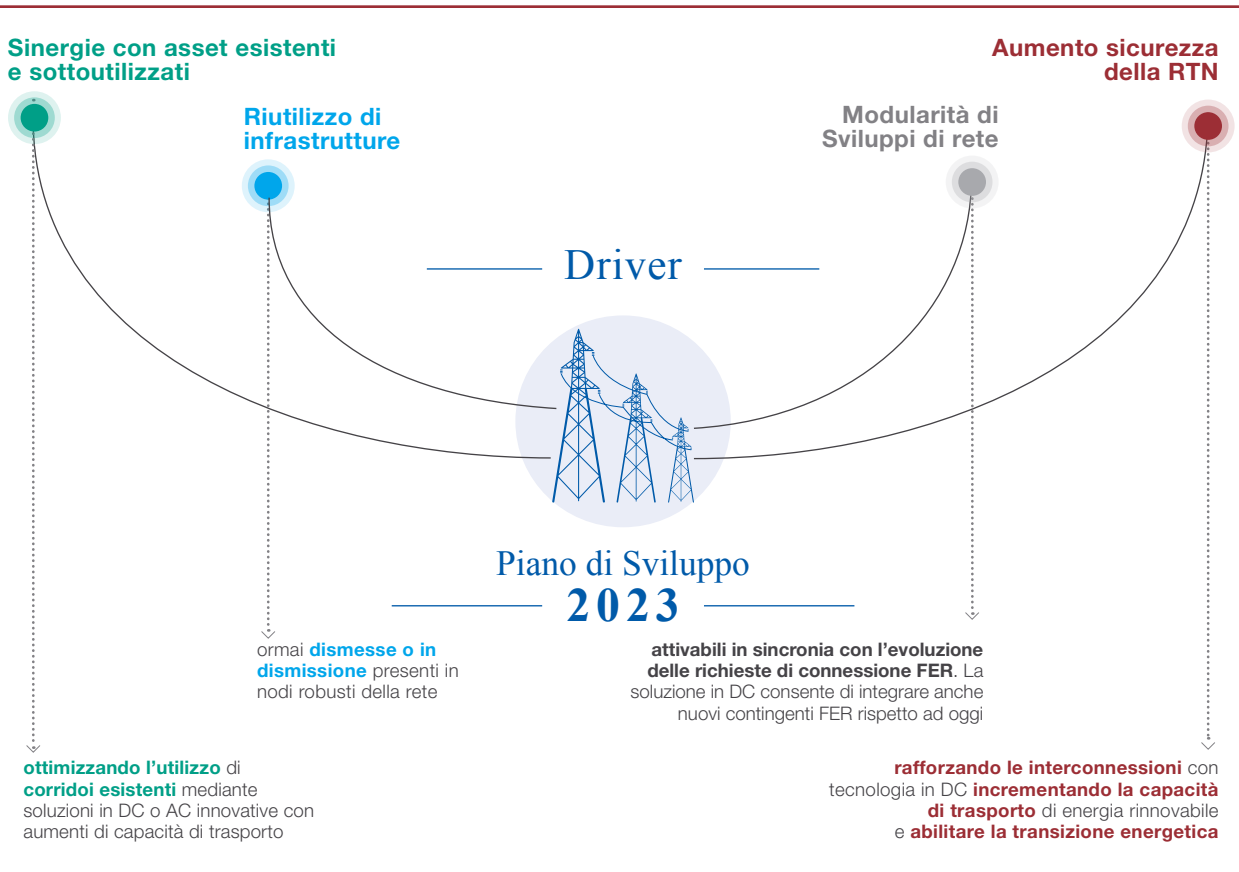
²² ARERA: DCO 422/2022/R/eel del 16 settembre 2022.

4.3 La rete Hypergrid

Il Piano di Sviluppo 2023 si pone nell'ottica di una **pianificazione integrata** attraverso una **visione d'insieme** del sistema elettrico nella sua interezza: le opere che sono state proposte sono modulari e sinergiche tra loro e hanno la capacità di proporre soluzioni diversificate a fronte delle diverse **evoluzioni dello scenario** energetico. L'obiettivo a cui si tende è la realizzazione di una rete che minimizzi i differenziali di prezzo tra le zone di mercato, in modo da raggiungere il massimo accorpamento delle stesse.

Per quanto riguarda le FER, gli investimenti infrastrutturali saranno sempre più orientati all'integrazione della nuova capacità rinnovabile (a maggior valore aggiunto ed utilità per il sistema elettrico) tenendo in considerazione la distribuzione geografica ottimale e garantendo allo stesso tempo la compatibilità con i vincoli tecnici del sistema. Questa sfida può essere conseguita solo con un salto tecnologico e di approccio che determinerà un cambiamento sostanziale della rete nazionale e delle modalità con la quale questa può essere gestita. Lo sviluppo e la realizzazione di infrastrutture di rete in grado di incrementare la capacità di scambio tra le diverse zone di mercato porta alla definizione di **nuovi driver** pivotali per la pianificazione di nuove opere.

FIGURA 27 Nuovi Driver del Piano di Sviluppo 2023



SINERGIE CON ASSET ESISTENTI E SOTTOUTILIZZATI (SOSTENIBILITÀ)

Hypergrid prevede l'ammodernamento di elettrodotti esistenti a 220 kV o 380 kV, con interventi sulle linee esistenti realizzati sul medesimo tracciato o in adiacenza, con un miglioramento delle prestazioni di esercizio ovvero per consentirne l'esercizio in **corrente continua**. Per i nuovi interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2023 sono state studiate modalità di riutilizzo delle direttrici esistenti contenendo gli impatti aggiuntivi sul territorio.

POTENZIALE RIUTILIZZO DI AREE E SITI ORMAI DISMESSI O IN DISMISSIONE

Il riutilizzo di aree o siti industriali dismessi o in dismissione diventa una strategia da preferire per la localizzazione di stazioni di trasformazione e di conversione Corrente Alternata/Corrente Continua (AC/DC). In questo modo è possibile recuperare territori già occupati dalle passate fasi di industrializzazione e renderli utili a contribuire alla transizione energetica del Paese. L'individuazione di soluzioni infrastrutturali innovative persegue, inoltre, il requisito di **ottimizzazione dei costi di investimento** e di minimizzazione (annullandoli anche in molti casi) degli impatti ambientali, attraverso sinergie con interventi di sviluppo già pianificati o infrastrutture esistenti. Nella definizione degli interventi di sviluppo si è ipotizzato, infatti, di utilizzare aree o siti industriali dismessi o in via di dismissione, necessarie allo sviluppo di nuove dorsali in corrente continua e rete DC multiterminale Hypergrid (MTDC), minimizzando così il consumo di suolo e gli impatti sul territorio.

SICUREZZA E ROBUSTEZZA DI RETE

In prospettiva della necessità di integrare sempre maggiori quote di produzione da fonte rinnovabile non dispacciabile, risulta necessario uno sviluppo della rete di trasmissione che consenta la creazione di reti "attive" e "smart", non più "passive" e scarsamente stabilizzanti, rafforzando le interconnessioni fra le zone di mercato interne con tecnologia in DC, garantendo maggiore stabilità dinamica e affidabilità della rete e della risposta del sistema alle possibili perturbazioni tra Nord e Sud Italia e con la rete europea (obiettivo di riduzione delle oscillazioni elettromeccaniche del sistema Paneuropeo).

Le reti in DC consentono, infatti, una **maggiore controllabilità, modulabilità e scalabilità** rispetto alle reti in AC, ovvero la possibilità di aumentare la capacità di trasporto in funzione delle esigenze di sviluppo. Ciò può essere conseguito adeguando gli standard di progettazione e prevedendo l'autorizzazione complessiva pur realizzando solo i moduli necessari, con ottimizzazione degli investimenti. Le reti di trasmissione possono essere riammodernate, mediante interventi sulle linee esistenti realizzati sul medesimo tracciato, o in adiacenza, per consentirne il funzionamento in corrente continua e possono essere integrate in sinergia con le infrastrutture esistenti o già pianificate.

In tale quadro, va sempre più affermandosi, in ambito internazionale, l'impiego di sistemi di trasmissione HVDC in tecnologia che impiega **convertitori VSC** (a tensione impressa o Voltage Source Converter), caratterizzata da elevate prestazioni e funzionalità, che contribuirà a stabilizzare un sistema elettrico sempre più a presenza *Inverter Based Resources* (IBR). Tale tecnologia risulta la soluzione ideale per gestire le repentine variazioni di generazione dovute all'aleatorietà della fonte energetica primaria e per veicolare, indirizzare e controllare i flussi di energia prodotta in modo ottimale.

LA MODULARITÀ DELLE OPERE DI SVILUPPO

Le nuove opere avranno la caratteristica di essere interventi **urgenti e straordinari** a realizzazione condizionata: potrebbero infatti essere progettate e avviate in iter autorizzativo in maniera **preventiva**, seguendo un approccio di **portfolio progettuale modulare**, anticipando così i possibili **sviluppi delle rinnovabili** e facendo trovare la rete già disponibile ad accogliere la potenza aggiuntiva. La realizzazione delle stesse opere sarà condizionata all'effettivo scenario energetico delle rinnovabili che nel frattempo si verrebbe a consolidare, evitando in questo modo inefficienze di costo per il sistema, oltre a contribuire in modo determinante **all'aumento della robustezza e flessibilità** della rete del futuro.

4.3.1 Hypergrid e i suoi progetti

Il Piano di Sviluppo 2023 sarà in definitiva caratterizzato da nuovi interventi, denominati nel loro complesso Hypergrid, (*capital intensive driven by technology efficiency*) valutati per la prima volta in sinergia con interventi "capital light", grazie ai quali sarà possibile conseguire valori superiori di capacità di trasporto per abilitare la transizione energetica ad un minore costo di investimento per il Paese rispetto a quanto previsto nei precedenti Piani di Sviluppo.

L'efficienza tecnologica si raggiungerà attraverso gli interventi «capital light» i quali consentiranno di estrarre maggior valore dagli asset esistenti e mitigare le criticità esistenti in sinergia degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo, nonché una più efficace gestione in sicurezza del sistema a seguito di eventi o contingenze caratterizzati da elevati surplus transitori di potenza, legati anche a sempre più frequenti fenomeni climatici estremi, di inquinamento dell'aria ed eventi geologici.

Negli ultimi anni, Terna ha sviluppato un approccio basato su una serie di progetti «capital light», sfruttando soluzioni innovative, tecnologiche e di ottimizzazione delle procedure operative.

Possono essere considerate iniziative di tipo «capital light», ad esempio:

- la rimozione di elementi limitanti degli stalli in alta tensione delle stazioni elettriche appartenenti alla rete rilevante (di Terna o altri operatori);
- la rimozione di criticità di esercizio degli elettrodotti, mediante interventi puntuali ad estensione limitata sul territorio;
- l'individuazione di criteri innovativi implementabili all'interno dei sistemi di difesa (adeguando le logiche di teleseccato/ teleriduzione o sviluppandone di nuove);
- l'installazione di sistemi di sensoristica, monitoraggio e diagnostica, che consentono di valutare le condizioni operative effettivamente esistenti e di aumentare, in tempo reale o anche in termini predittivi, la prestazione delle infrastrutture esistenti (cosiddetti Dynamic Thermal Rating).

Si tratta di un approccio che, essendo basato principalmente su processi innovativi, si presta alla possibilità di aggiornamenti e adattamenti periodici, in base al grado di maturità delle tecnologie disponibili sul mercato e all'evoluzione degli scenari energetici, coadiuvando l'identificazione di soluzioni più flessibili e ottimizzando gli investimenti.

La rete Hypergrid è articolata in **cinque dorsali** per facilitare il processo di pianificazione, considerare l'evoluzione temporale dei diversi progetti e per tenere conto dell'evoluzione dello scenario energetico. Tutti i nuovi progetti della Rete Hypergrid sono sinergici tra loro e la loro finalizzazione è armonica e coerente con i driver di sviluppo delle fonti rinnovabili, della progettazione sinergica con le infrastrutture esistenti e di un iter autorizzativo accelerato.

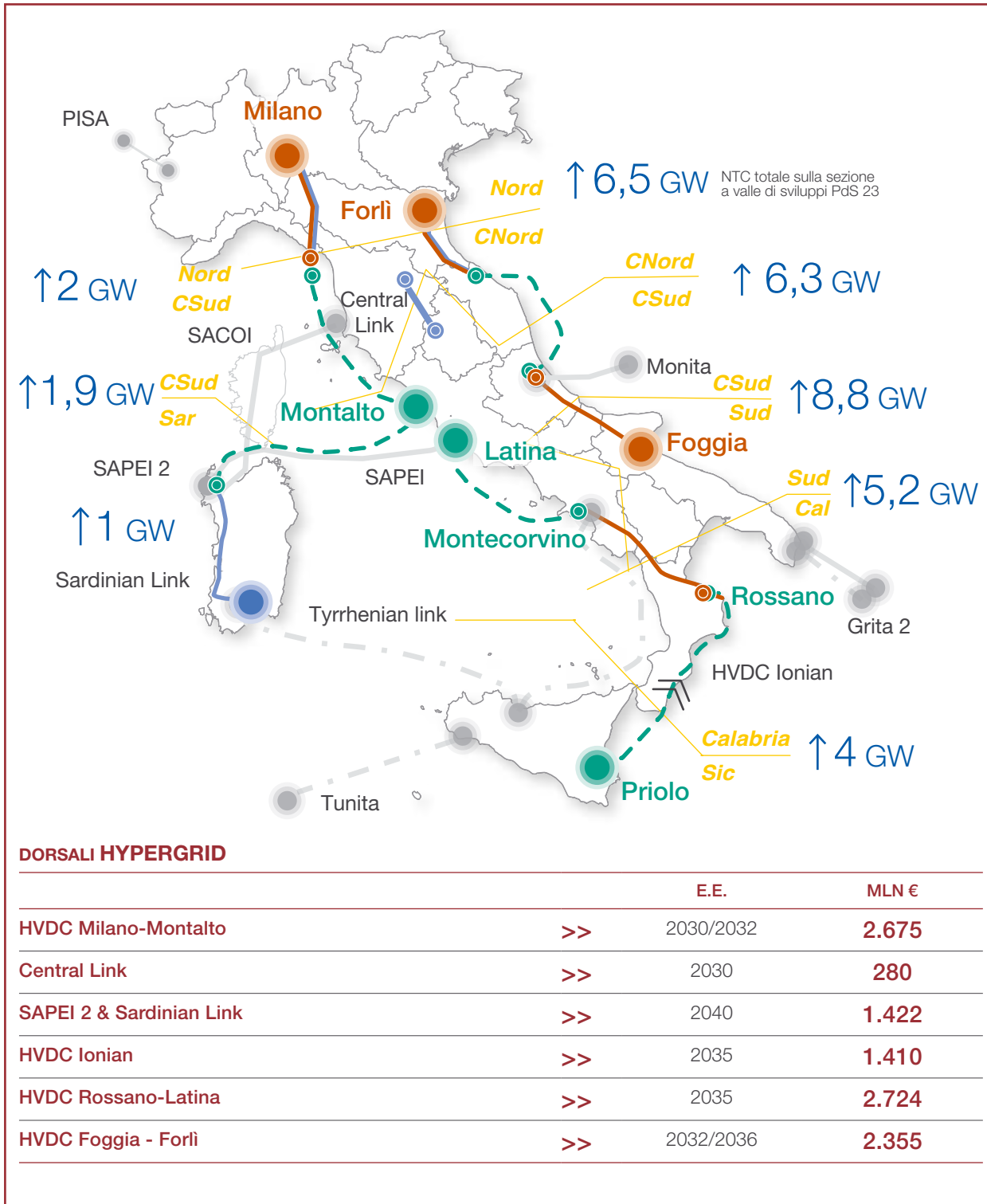
Le varie porzioni della futura rete DC rispondono ad un **approccio modulare** propedeutico alla loro realizzazione in step successivi e alla loro urgenza in funzione dell'effettiva localizzazione degli impianti da fonte rinnovabile. Ulteriori aggiornamenti dei progetti pianificati potranno derivare dall'evoluzione degli scenari, dalle esigenze del territorio e dall'ottenimento dei relativi titoli autorizzativi.

In particolare, la nuova rete Hypergrid permetterà di incrementare la capacità di transito **da Sud verso Nord** complessivamente per oltre **16 GW²³** ed è articolata in **cinque dorsali** che includono le diverse porzioni della futura rete DC:

1. l'**HVDC Milano – Montalto**;
2. il **Central Link**;
3. la **Dorsale Sarda (Sapei 2 e Sardinian Link)**;
4. la **Dorsale Ionica - Tirrenica (HVDC Ionian e HVDC Rossano – Latina)**;
5. la **Dorsale Adriatica (HVDC Foggia – Forlì)**.

²³ L'incremento complessivo di capacità di 16,6 GW tiene conto del valore conseguito attraverso le dorsali Hypergrid e delle relative azioni capital light, e considera 1,6 GW di capacità rilasciata al mercato dal 1° gennaio 2021, a seguito della realizzazione dei capital light che non erano inclusi nel PdS 2021.

FIGURA 28 Hypergrid - Overview nuovi interventi e incrementi transito (GW)



Nel Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo" si riportano in modo approfondito tutti i dettagli con le relative schede tecniche delle dorsali Hypergrid.

HVDC Montalto-Milano

FIGURA 29 Scheda progetti Hypergrid: HVDC Milano - Montalto

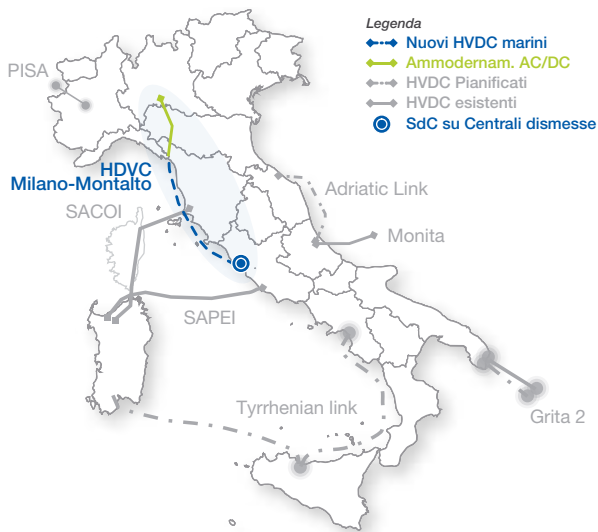
DESCRIZIONE

L'HVDC Milano-Montalto rappresenta un passaggio necessario per bilanciare i transiti tra il Lazio e la Toscana e raggiungere le regioni del Nord Italia, caratterizzate da una maggiore domanda di energia, basti pensare che solo la Lombardia nel 2019 ha raggiunto una domanda elettrica che corrisponde a circa un quinto della domanda elettrica totale italiana. Al fine di consentire ulteriori flussi energetici dal Centro Italia verso le regioni settentrionali, l'HVDC Milano-Montalto andrà dal Lazio alla Lombardia passando per la Liguria e comprenderà un collegamento marino HVDC e ove possibile l'ammodernamento e la riconversione a 500 kV in corrente continua delle dorsali AC esistenti. Per le stazioni di conversione, si prediligeranno siti industriali dismessi, in ottica di una maggiore sostenibilità e sinergia con asset esistenti.

La nuova infrastruttura sarà integrata sinergicamente nella rete attuale, compreso l'ammodernamento delle linee AC esistenti, riducendo al minimo l'impatto ambientale e l'uso di suolo, riducendo allo stesso tempo il numero di stazioni di conversione necessarie. Il pieno sviluppo della dorsale garantirà un incremento di capacità di transito di 2000 MW tra Centro Sud e Nord e di 800 MW tra Centro Sud e Centro Nord, perseguibile anche attraverso azioni capital light²⁴. L'opera permetterà l'integrazione di oltre **5 TWh/anno** di energia da fonti rinnovabili e una riduzione dei costi del servizio di dispacciamento grazie ad un migliore sfruttamento delle risorse disponibili.

L'intervento di sviluppo, che prevede un investimento di circa **2.7 Mld€**, farà registrare benefici per il sistema elettrico e gli utenti di oltre **5 volte superiori** rispetto al costo sostenuto (IUS=5.1 nello scenario di Policy - vedi Figura seguente).

SCHEMA DI RETE



OBIETTIVI PRINCIPALI

- Transizione energetica
- Congestioni interzonali
- Integrazione FER

PIANO TEMPORALE

AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO
2024	2027	2030/2032

ANALISI COSTI BENEFICI

Benefici base Mc		Benefici Totale Mc	
FF55 2030, DE 2040	6.825	9.000	
	IUS 4.1		IUS 5.1

☐ VAN PdS

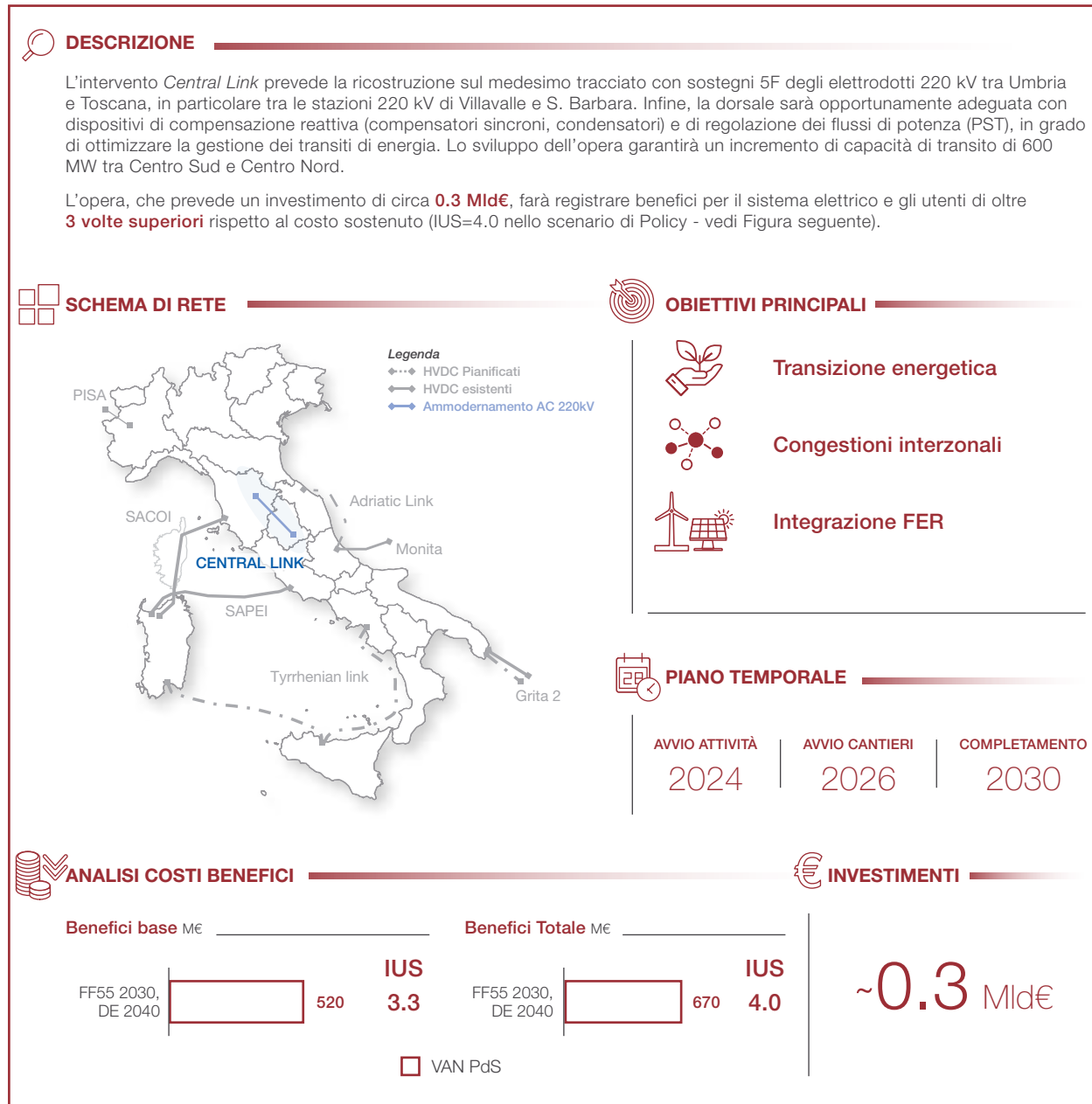
INVESTIMENTI

~2.7 Mld€

²⁴ Per ulteriori dettagli si rimanda al Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo".

II Central Link

FIGURA 30 Scheda progetti Hypergrid: Central Link



Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (Sapei 2) e Sardinian Link

FIGURA 31 Scheda progetti Hypergrid: Sud Sardegna - Montalto

DESCRIZIONE

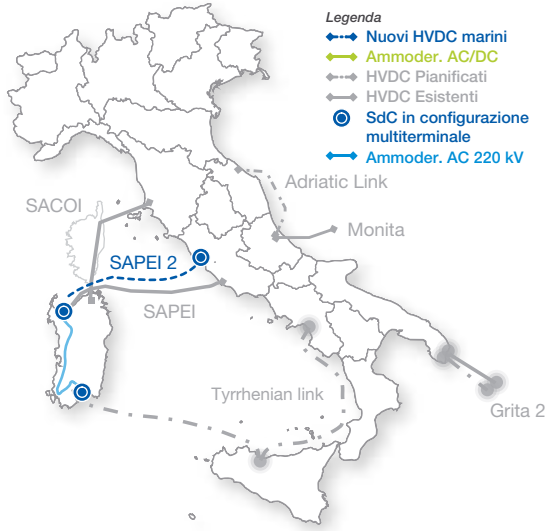
Il progetto propone la realizzazione di un cavo sottomarino HVDC tra una nuova stazione di conversione da realizzarsi a Fiumesanto in tecnologia VSC (2x500 MW) e la stazione di conversione prevista dal progetto Hypergrid Milano-Montalto, opportunamente adeguata. Per le stazioni di conversione, si prediligeranno siti industriali dismessi, in ottica di una maggiore sostenibilità e sinergia con asset esistenti.

Al fine di integrare al meglio tutta la generazione da fonte rinnovabile presente sul territorio sardo, verrà ammodernata parte della rete a 220 kV attraverso la ricostruzione sul medesimo tracciato con sostegni 5F. Tale intervento permetterà un cospicuo aumento della capacità di trasporto tra il nord e il sud della Sardegna. Nello specifico, le linee interessate dall'ammodernamento sono comprese tra le stazioni 220 kV di Codrongianos e Selargius. L'opera consentirà di sfruttare al meglio l'integrazione dell'energia rinnovabile, compresa quella generata dalla tecnologia eolica off-shore, facilitando i flussi energetici dal Sud verso le regioni centro-settentrionali riducendo il verificarsi di condizioni di overgeneration e stabilizzando al contempo la rete elettrica, attraverso l'incremento di capacità di scambio di 1000 MW tra Sardegna e Centro Sud.

L'opera permetterà l'integrazione di oltre **3 TWh/anno** di energia da fonti rinnovabili e una riduzione dei costi del servizio di dispacciamento grazie ad un migliore sfruttamento delle risorse disponibili.

L'intervento di sviluppo, che prevede un investimento di circa **1.5 Mld€**, farà registrare benefici per il sistema elettrico e gli utenti di oltre **6 volte superiore** rispetto al costo sostenuto (IUS=6.0 nello scenario di Policy - vedi Figura seguente).

SCHEMA DI RETE



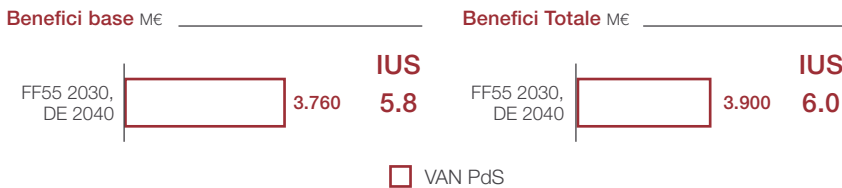
OBIETTIVI PRINCIPALI

- Transizione energetica**
- Congestioni interzonali**
- Integrazione FER**

PIANO TEMPORALE

AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO
2024	2035	2040

ANALISI COSTI BENEFICI



INVESTIMENTI

~1.4 Mld€

Dorsale Ionica – Tirrenica: HVDC Priolo-Rossano e Rossano-Montecorvino-Latina

FIGURA 32 Scheda progetti Hypergrid: Rossano – Montecorvino – Latina

La dorsale Ionica-Tirrenica si compone di due tratte: l'HVDC Rossano – Montecorvino – Latina e l'HVDC Ionian Link da Priolo a Rossano. Tali progetti potranno avere sviluppi temporali diversi in funzione dell'evoluzione del contesto energetico delle aree interessate; per tale motivo, sebbene la dorsale sia unica, le due tratte hanno analisi costi benefici distinte.

DESCRIZIONE

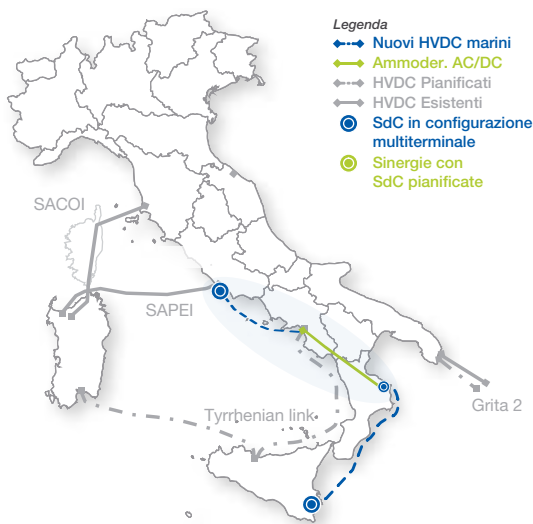
L'HVDC Montecorvino-Rossano potrà sfruttare elettrodotti esistenti, parte dei quali attualmente fuori servizio, mentre il tratto tra Montecorvino e Latina sarà necessario per poter trasportare il surplus di energia FER dal Sud verso il nodo di Latina, caratterizzato dalla presenza di altri HVDC e da una buona magliatura di rete. Per le stazioni di conversione, si prediligeranno siti industriali dismessi, in ottica di una maggiore sostenibilità e sinergia con asset esistenti. Le opere previste sono:

- **Nuovo HVDC Rossano – Montecorvino:** previsto l'ammodernamento per consentirne l'esercizio in corrente continua dell'elettrodotto 380 kV Rossano-Laino e 220 kV Laino-Tuscano (attualmente fuori servizio) e un nuovo raccordo di circa 10 km tra l'area di Tuscano e la Stazione di conversione a sud di Montecorvino (nell'area di Eboli, prevista per il Tyrrhenian Link). L'opera permetterà l'incremento di capacità di transito fino a 2000 MW tra Calabria e Sud, garantendo la sinergia con il Tyrrhenian Link.
- **Nuovo HVDC Montecorvino - Latina:** nuovo doppio collegamento HVDC in cavo marino da 2000 MW da Montecorvino a Latina che garantirà l'incremento di capacità di transito fino a 2000 MW tra Sud e Centro Sud.

Gli incrementi di capacità di transito tra le zone di mercato di 2000 MW tra le sezioni Calabria-Sud-Centro Sud saranno perseguibili attraverso il ricorso sinergico ad attività di tipo capital light e alla presenza dello Ionian Link. L'opera permetterà l'integrazione di circa 2 TWh/anno di energia da fonti rinnovabili.

L'intervento di sviluppo, che prevede un investimento di circa **2.8 Mld€**, farà registrare benefici per il sistema elettrico e gli utenti di oltre **2 volte superiore rispetto** al costo sostenuto (IUS=2.2 nello scenario di Policy - vedi Figura seguente).

SCHEMA DI RETE



OBIETTIVI PRINCIPALI

- Transizione energetica
- Congestioni interzonali
- Integrazione FER

PIANO TEMPORALE

AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO
2026	2031	2035

ANALISI COSTI BENEFICI

Benefici base M€		Benefici Totale M€	
FF55 2030, DE 2040	IUS	FF55 2030, DE 2040	IUS
1.405	1.8	2.180	2.2

☐ VAN PdS

INVESTIMENTI

~2.7 Mld€

FIGURA 33 Scheda progetti Hypergrid: Priolo – Rossano (Ionian Link)

DESCRIZIONE

L'HVDC Ionian permetterà di fornire una nuova via di interconnessione tra la Sicilia ed il continente collegando i nodi di Priolo e Rossano, collegandosi all'HVDC Rossano-Montecorvino in modo sinergico, al fine di trasportare il surplus di energia FER dalla Sicilia verso il nodo di Latina, caratterizzato dalla presenza di altri HVDC e da una buona magliatura di rete. Il nuovo collegamento HVDC marino tra Sicilia e Calabria da 1000 MW, con partenza dalla nuova stazione di conversione a Priolo e arrivo alla nuova stazione di conversione a Rossano, garantirà **fino a 2000 MW** di incremento tra Sicilia e Calabria, perseguibili attraverso il ricorso ad attività di tipo capital light e la sua realizzazione sarà strettamente correlata all'effettivo sviluppo delle FER in Sicilia. Tale collegamento si inserisce all'interno della dorsale Ionica-Tirrenica, per cui soltanto il suo pieno sviluppo garantisce il massimo dei benefici per il sistema elettrico.

L'opera permetterà l'integrazione di circa 2 TWh/anno di energia da fonti rinnovabili e una riduzione dei costi del servizio di dispacciamento grazie ad un migliore sfruttamento delle risorse disponibili.

L'intervento di sviluppo, che prevede un investimento di circa **1.4 Mld€**, farà registrare benefici per il sistema elettrico e gli utenti di quasi **5 volte superiore** rispetto al costo sostenuto (IUS=4.7 nello scenario di Policy - vedi Figura seguente).

SCHEMA DI RETE



OBIETTIVI PRINCIPALI

- Transizione energetica**
- Congestioni interzonali**
- Integrazione FER**

PIANO TEMPORALE

AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO
2026	2031	2035

ANALISI COSTI BENEFICI

Benefici base M€		Benefici Totale M€	
FF55 2030, DE 2040	IUS	FF55 2030, DE 2040	IUS
3.400	4.6	3.490	4.7

VAN PdS

INVESTIMENTI

~1.4 Mld€

Dorsale Adriatica: HVDC Foggia – Forlì

FIGURA 34 Scheda progetti Hypergrid: Foggia –Forlì



DESCRIZIONE

Con l'obiettivo di offrire una via aggiuntiva rispetto all'HVDC Milano-Montalto e per trasportare i flussi energetici dal Sud alle regioni settentrionali, la dorsale Adriatica consentirà di ridurre il verificarsi di condizioni di congestione in regioni, caratterizzate da elevati contingenti di generazione eolica, come ad esempio Puglia e Basilicata.

Il trend crescente delle richieste di connessione di fonti FER alla rete elettrica determina la necessità di progettare una dorsale parallela a quella tirrenica che consenta di risolvere le congestioni interne e di soddisfare il fabbisogno della produzione di FER nella zona nord-est d'Italia (ad esempio il Veneto rappresenta la seconda regione in Italia per domanda elettrica dopo la Lombardia).

La dorsale Adriatica avrà origine dalla parte settentrionale della Puglia per arrivare in Emilia-Romagna attraversando l'Abruzzo e le Marche, mediante cavo HVDC marino, in parte, ma soprattutto riutilizzando le linee aeree esistenti e in sinergia con interventi già pianificati (HVDC Centro Sud – Centro Nord).

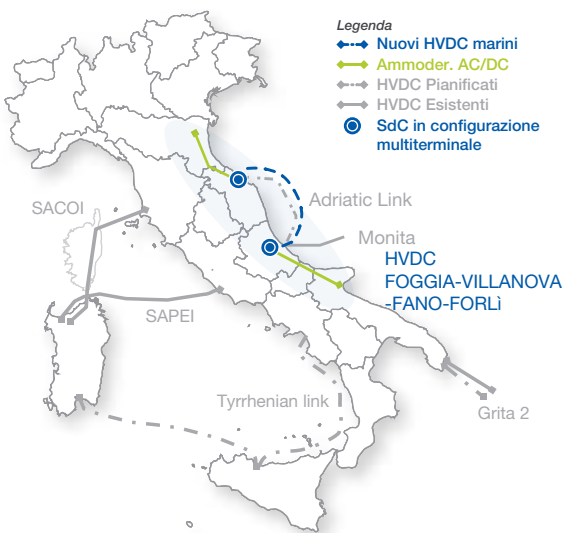
Ampio progetto che prevede la realizzazione di dorsali in DC lungo la dorsale adriatica tra le regioni Puglia e Emilia-Romagna. L'intervento prevede lo sviluppo in 2 fasi: la prima fase comprende l'ammodernamento della dorsale 380 kV tra Foggia e Villanova con riconversione della stessa sul medesimo tracciato o in adiacenza e il raddoppio dei cavi marini HVDC previsti tra Fano e Villanova; la **seconda fase** prevede l'ammodernamento della dorsale 380 kV tra Fano e Forlì con riconversione della stessa sul medesimo tracciato o in adiacenza.

Il pieno sviluppo della dorsale garantirà un incremento di capacità di transito di 2000 MW tra Centro Nord e Nord, 1000 MW tra Centro Sud e Centro Nord e di 600 MW tra Sud e Centro Sud. L'opera permetterà l'integrazione di circa 4 TWh/anno di energia da fonti rinnovabili e una riduzione dei costi del servizio di dispacciamento grazie ad un migliore sfruttamento delle risorse disponibili.

L'intervento di sviluppo, che prevede un investimento di circa **2.4 Mld€**, farà registrare benefici per il sistema elettrico e gli utenti di oltre **5 volte superiore** rispetto al costo sostenuto (IUS=5.2 nello scenario di Policy - vedi Figura seguente).



SCHEMA DI RETE



OBIETTIVI PRINCIPALI



Transizione energetica



Congestioni interzonali



Integrazione FER



PIANO TEMPORALE

AVVIO ATTIVITÀ
2024

AVVIO CANTIERI
2028

COMPLETAMENTO
2032/36



ANALISI COSTI BENEFICI

Benefici base M€

Benefici Totale M€

FF55 2030, DE 2040 5.720 **IUS 4.4**

FF55 2030, DE 2040 7.070 **IUS 5.2**

VAN PdS



INVESTIMENTI

~2.4 Mld€





5

Struttura del
Piano di Sviluppo 2023

Struttura del Piano di Sviluppo 2023

Il Piano di Sviluppo 2023 si articola in 5 fascicoli principali e 4 allegati tecnici, con contenuti organizzati per aree tematiche e dettagli tecnici, anche in linea con le disposizioni Regolatorie e Normative.

I **cinque fascicoli** valorizzano i contenuti attraverso una struttura tematica, ponendo l'accento sui nuovi argomenti del PdS23, in particolare sul progetto Hypergrid e sul tema della Robustezza della rete del futuro.

I fascicoli si strutturano come di seguito:



PIANO DI SVILUPPO - OVERVIEW:

l'attuale fascicolo descrive le sfide e gli obiettivi nell'odierno contesto geopolitico, energetico e normativo esplorando gli scenari energetici e la relativa strategia di Terna;



PIANIFICAZIONE DELLA RETE ELETTRICA:

descrive i driver di Piano, le principali linee di azione della pianificazione e il coordinamento con gli altri DSO, ulteriori operatori infrastrutturali e TSO europei;



STATO DEL SISTEMA ELETTRICO:

descrive le consistenze della rete attuale, gli impatti della transizione energetica sul sistema elettrico, le principali criticità, e gli scenari energetici selezionati per il Piano di Sviluppo;



IL PROGETTO HYPERGRID E

NECESSITÀ DI SVILUPPO: descrive le caratteristiche dell'Hypergrid e i nuovi interventi di sviluppo con relative schede di approfondimento;



BENEFICI DI SISTEMA E ANALISI

ROBUSTEZZA RETE: descrive i principali benefici di sistema apportati dalla realizzazione degli interventi di sviluppo e introduce per la prima volta il tema della Robustezza della Rete del futuro (System Strength).

Gli **allegati tecnici** del Piano di Sviluppo 23 includono ulteriori informazioni riguardo i riferimenti normativi, i criteri e le metodologie utilizzate per la pianificazione della RTN e l'avanzamento degli interventi di sviluppo già previsti nei piani di sviluppo precedenti. Infine, è presente uno specifico allegato riferito al contesto di evoluzione delle connessioni alla RTN, con un focus particolare sul tema delle Fonti Rinnovabili che sarà cruciale per il futuro del nostro Paese.

Gli allegati si strutturano come di seguito:



DOCUMENTI DI AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI previsti nei Piani di Sviluppo precedenti suddiviso nelle tre Aree Geografiche di riferimento: Nord Ovest, Nord Est e Centro Sud;



DOCUMENTO DI ANALISI DELLE RICHIESTE DI CONNESSIONE alla RTN, con dettaglio sia degli impianti di produzione FER e NON che delle unità di consumo.



DOCUMENTO DI RIFERIMENTO NORMATIVO che fornisce il dettaglio dei principali provvedimenti legislativi e regolatori emanati nel corso dell'anno, nonché un approfondimento su quelli a livello europeo;



DOCUMENTO DI DESCRIZIONE DELLE METODOLOGIE utilizzate per l'applicazione dell'analisi costi-benefici degli interventi necessaria per l'identificazione dell'Indice di Utilità di Sistema (IUS);

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Tema.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creative
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu



M4
Milano
Stampa

