

2021

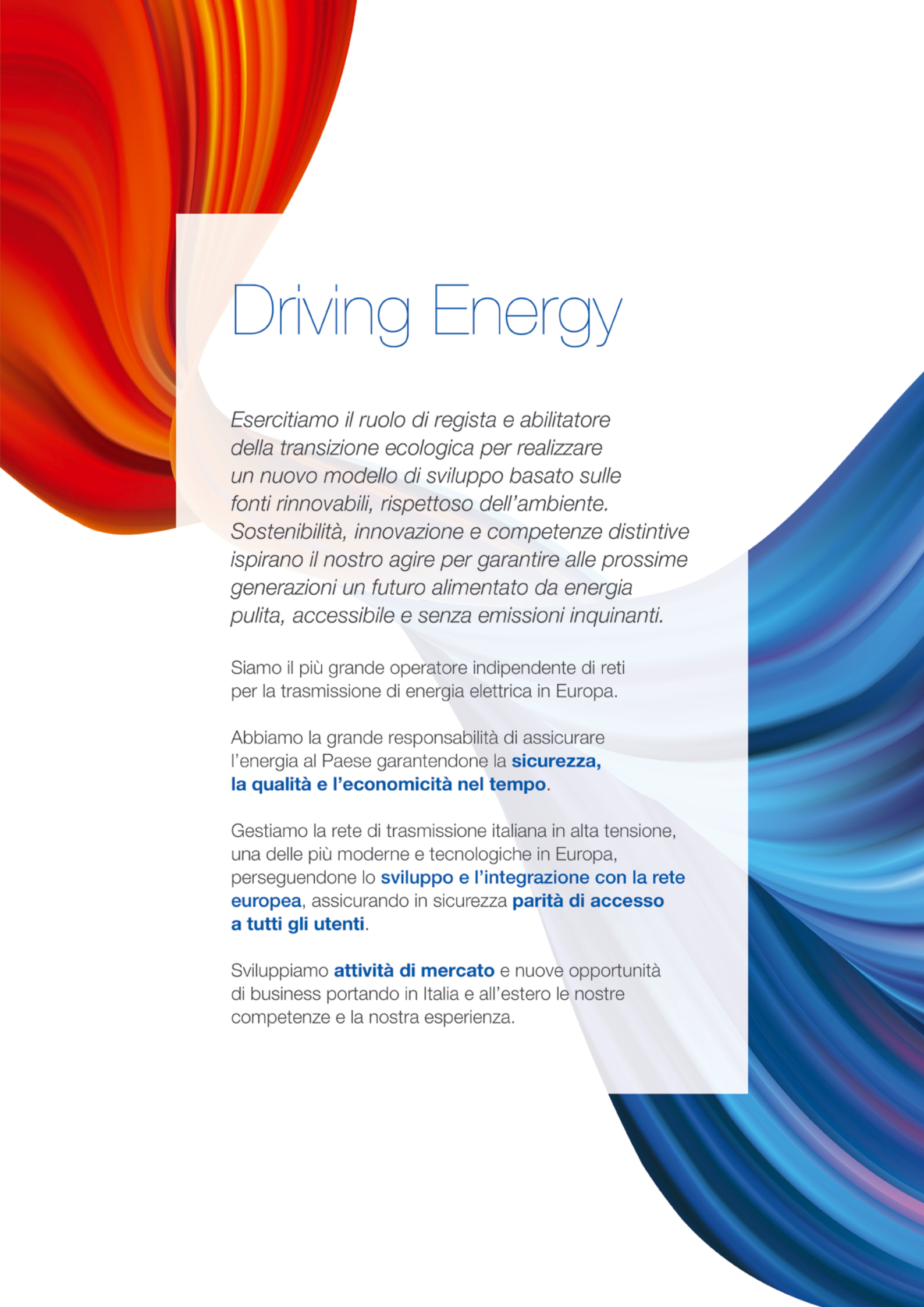
PIANO DI SVILUPPO





Questo documento. Il Piano di Sviluppo descrive gli obiettivi e i criteri in cui si articola il **processo di pianificazione della rete elettrica di trasmissione nazionale**, nel contesto nazionale ed europeo. Nel documento sono definite le priorità di intervento e i risultati attesi dopo le analisi effettuate negli scenari energetici di riferimento e con l'attuazione del piano stesso.

Nel Piano sono riportati tutti gli interventi che Terna dovrà realizzare per garantire l'**efficienza e resilienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio, e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili** e che rappresentano uno dei fattori abilitanti della **transizione ecologica**.



Driving Energy

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.

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

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.

Cosa c'è dietro questo Piano

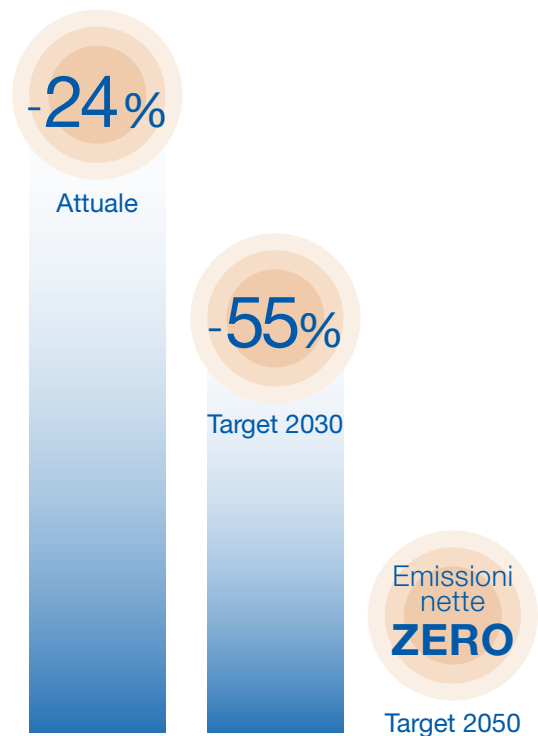
LE SFIDE DELLA TRANSIZIONE

Gli scenari energetici e i target di decarbonizzazione

Il Consiglio europeo ha recentemente approvato il nuovo obiettivo vincolante - 55% - di riduzione delle emissioni di gas serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, in luogo dell'obiettivo di riduzione del 40% già fissato dal Clean Energy Package (CEP). Questo implica che i già sfidanti obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi elettrici definiti nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) ovvero il 55%, dovranno essere riformulati in modo più ambizioso, portandoli verosimilmente al 65%.

Gli obiettivi del PNIEC di installare 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica dovranno quindi essere rivisti a rialzo fino ad almeno 70 GW. Servirà inoltre prevedere un'ulteriore accelerazione sugli interventi di efficienza energetica e sull'elettrificazione dei consumi (mobilità e housing *in primis*).

Il 2030 è solo un obiettivo intermedio. L'obiettivo è la completa decarbonizzazione al 2050, quando da un lato rinnovabili e accumuli avranno un ruolo centrale nel garantire la completa copertura del fabbisogno elettrico e dall'altro la penetrazione del vettore elettrico nei consumi finali dovrà raggiungere il 55% (dall'attuale 22%), risultando nella mobilità e nei consumi residenziali. L'incremento della domanda e della produzione da rinnovabili richiederà un coerente adeguamento della rete elettrica.



Il contesto italiano

L'obiettivo dell'Italia è quello di contribuire in maniera decisiva alla realizzazione del cambiamento nella politica energetica e ambientale dell'Unione Europea, attraverso l'individuazione di misure condivise che siano in grado di accompagnare anche la transizione ecologica in atto nel mondo produttivo verso il Green Deal.

Entro giugno 2021 la Commissione riesaminerà e, se necessario, proporrà di rivedere la normativa in materia di energia con la possibilità di rivalutare il livello di ambizione dei piani nazionali per l'energia e il clima presentati dai singoli stati membri.

La transizione ecologica implica per il sistema elettrico l'avvio di una trasformazione con complessità tecniche e di esercizio mai sperimentate. Il sistema sta già sperimentando:

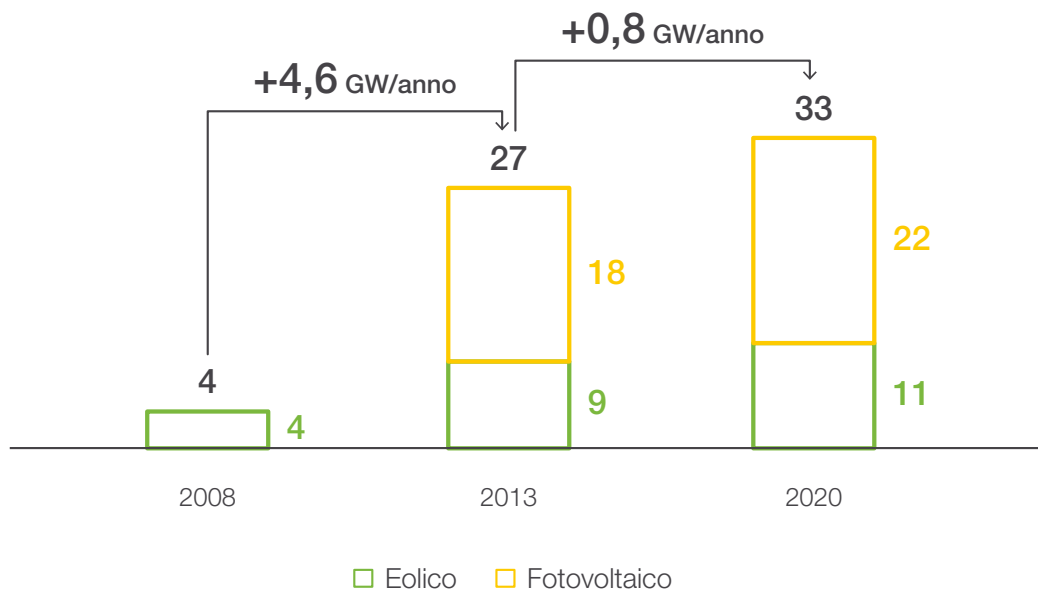
- una progressiva **riduzione della potenza regolante e di inerzia**, per la modifica degli assetti di funzionamento del parco di generazione, con sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- un aumento delle **congestioni di rete** legato allo sviluppo non omogeneo delle FER;
- un forte inasprimento delle problematiche di **regolazione di tensione** (sovratensioni e buchi di tensione) e instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate), già sperimentate negli ultimi anni.

La crescita della produzione rinnovabile

Il settore elettrico ha un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico nel suo insieme, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti di energia rinnovabile (FER). Questo si traduce, in particolare, in una forte crescita attesa per il 2030: dagli attuali 115 GW a 145 GW di capacità installata totale fornita quasi esclusivamente da fonti non programmabili, come eolico e fotovoltaico. Il solo fotovoltaico, per esempio, dovrebbe crescere dagli attuali 21 GW a 52 GW nel 2030 (+31 GW) e l'eolico di altri circa 9 GW.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili - a fronte di un boom di installazioni verificatosi tra il 2008 e il 2013 - ha subito negli ultimi anni un forte rallentamento e i tassi di incremento annui della capacità installata sono circa 800 MW/anno.

Si tratta di tassi di incremento estremamente contenuti e insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (almeno 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), soprattutto alla luce della possibile revisione a rialzo degli obiettivi a valle del recepimento del Green Deal UE (+70 GW).



Per raggiungere gli obiettivi fissati al 2030 è necessario trapiantare un livello di incremento annuo di capacità rinnovabile installata di almeno 4 GW all'anno (o 6 GW alla luce degli obiettivi del Green Deal). Le aste organizzate ai sensi del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 4 luglio 2019 (DM FER1), hanno evidenziato una riduzione molto significativa dei costi di realizzazione di questi impianti, ma al tempo stesso un livello di offerta molto limitato.

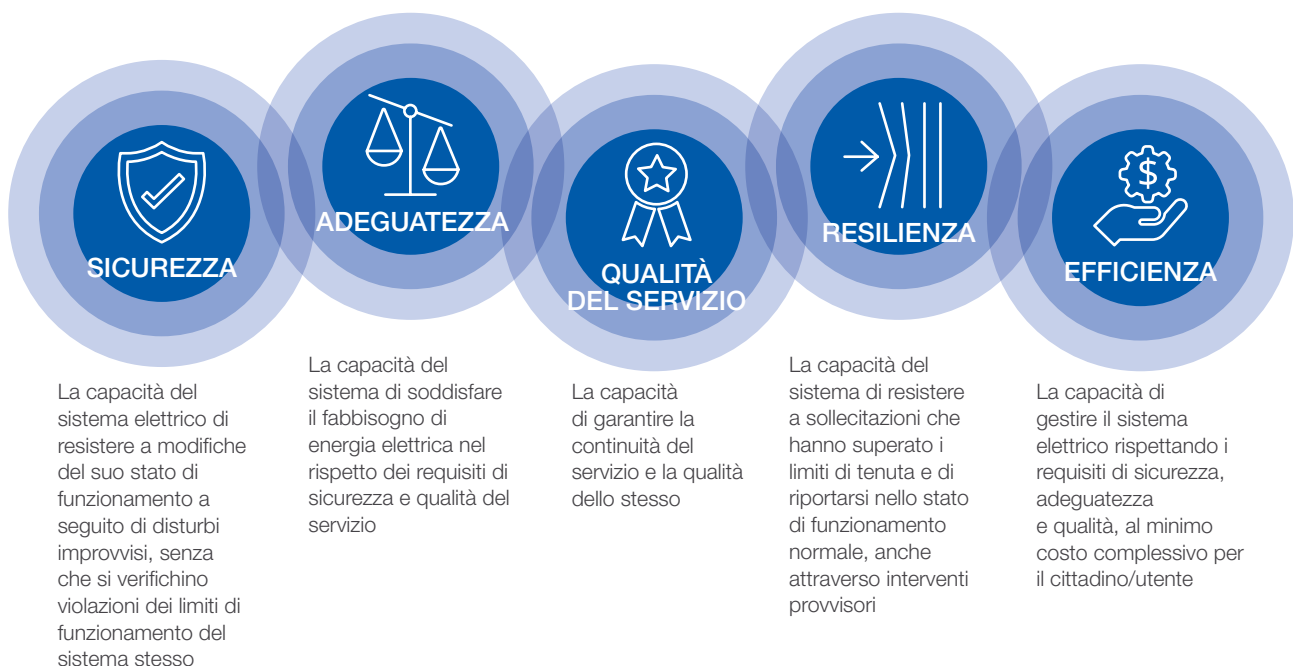
Eppure, il livello di iniziative di sviluppo di impianti rinnovabili proposti da investitori privati sembra caratterizzarsi per un trend decisamente differente. Esistono ad oggi richieste di connessione alla rete in Alta Tensione per oltre 95.000 MW ed ulteriori circa 10.000 MW di richieste pervenute per il tramite dei distributori locali. Considerando solamente le soluzioni di connessione in AT già accettate per gli impianti fotovoltaici ed eolici (circa 68.000 MW) si nota che il trend degli ultimi due anni ha subito una notevole accelerazione (+250% nel 2020 rispetto al 2018). Peraltro, le richieste di connessione hanno una distribuzione, sia in termini geografici che di livello di tensione, molto diverso da quello prefigurato dal PNIEC.



IL RUOLO DI TERNA

I registi del sistema

Terna ha un ruolo centrale nella realizzazione degli obiettivi previsti in questo periodo di trasformazione: da semplice operatore stiamo diventando registi del sistema facendo leva su innovazione, competenze e tecnologie distintive. La rete elettrica è infatti uno dei principali fattori abilitanti per gestire la progressiva decarbonizzazione e una sempre maggiore integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile. Per interpretare questo ruolo, sempre più strategico, Terna si concentra su **cinque ambiti fondamentali di gestione del sistema elettrico: sicurezza, adeguatezza, qualità del servizio, resilienza ed efficienza.**



È importante sottolineare che tutti i nostri obiettivi sono allineati con quelli dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) per garantire sia la sicurezza della catena di fornitura sia il minor costo possibile per il cliente finale. Perciò è necessario effettuare gli investimenti adatti per garantire un sistema sicuro ed efficiente.

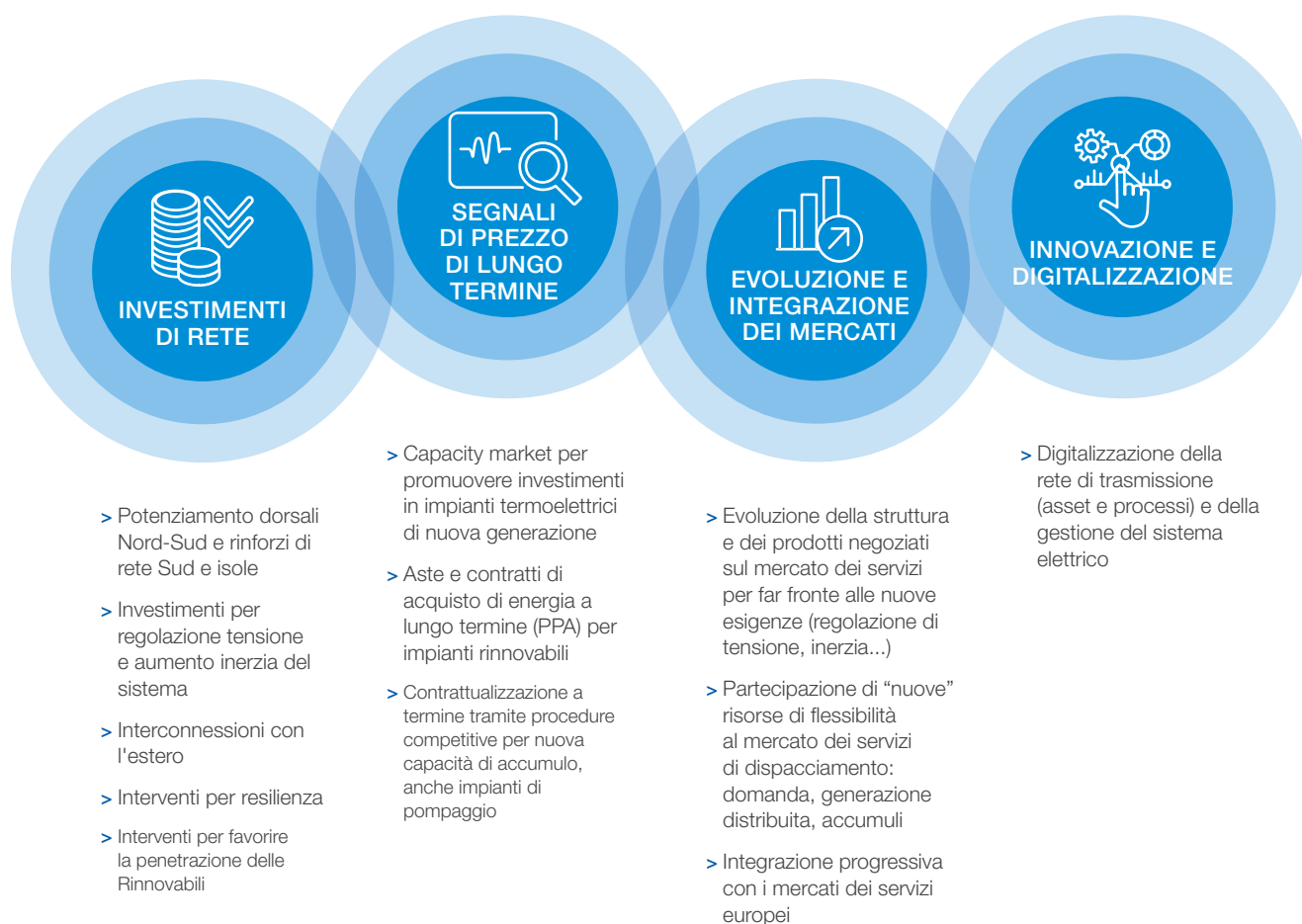
I nostri investimenti non solo abilitano il sistema ma rappresentano anche un piano per aprire i cantieri e creare nuovi posti di lavoro. Sono cioè un importante volano per il rilancio dell'economia del Paese post Covid. Secondo un recente studio ogni investimento effettuato sulla rete ha infatti un effetto moltiplicatore sul PIL pari a due o tre volte il valore dell'opera realizzata: **ogni miliardo investito da Terna ne genera 2 o 3 di PIL.**

La strategia e i fattori abilitanti

In questo contesto sfidante la nostra strategia si basa su un'ulteriore accelerazione degli investimenti sulla rete per consentire la transizione verso un'energia sostenibile. È importante sottolineare che in base ai criteri della tassonomia europea in corso di definizione oltre il 95% dei nostri investimenti sono per loro natura sostenibili e la maggior parte degli interventi sono focalizzati al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC e, in particolare, all'integrazione delle rinnovabili e alla riduzione di CO₂.

È quindi fondamentale agire oggi per consegnare alle prossime generazioni un sistema elettrico sempre più affidabile, efficiente e decarbonizzato. In quest'ottica è necessario realizzare un set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro. Le azioni e gli interventi individuati da Terna per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione sono riconducibili a quattro categorie di intervento.

FATTORI ABILITANTI PER LA TRANSIZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO



Il Piano di Sviluppo

Il perseguimento degli obiettivi della transizione ecologica richiede uno sforzo di pianificazione, autorizzazione e realizzazione di investimenti che non trova precedenti nei decenni più recenti della storia del Paese ed il ricorso agli strumenti che potranno essere messi a disposizione anche dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che, accompagnato da una semplificazione - indispensabile - dei procedimenti autorizzativi e da una corretta pianificazione, è quanto mai opportuno e necessario.

Occorre accelerare le soluzioni e gli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione utilizzando anche i fondi messi a disposizione dell'UE. La sfida ambientale potrà essere uno straordinario volano per l'economia, l'occupazione, l'innovazione tecnologica e uno sviluppo pienamente sostenibile. Occorre però definire velocemente una roadmap e accelerare gli investimenti per affrontare questa sfida, superando le barriere e i vincoli che possono compromettere il raggiungimento di questi obiettivi.

È necessario accelerare gli investimenti nelle reti, già indicati negli ultimi Piani di Sviluppo della RTN, nei Piani di Sicurezza e in linea con quanto previsto nel PNIEC al fine di incrementare la magliatura, rinforzare le dorsali tra Nord e Sud, potenziare i collegamenti nelle Isole e con le Isole, sviluppare la rete nelle aree più deboli, per migliorarne la resilienza, l'integrazione delle rinnovabili e risolvere le problematiche di regolazione di tensione. Terna sta già imprimendo un'accelerazione agli investimenti più importanti e di maggiore utilità per il sistema elettrico.

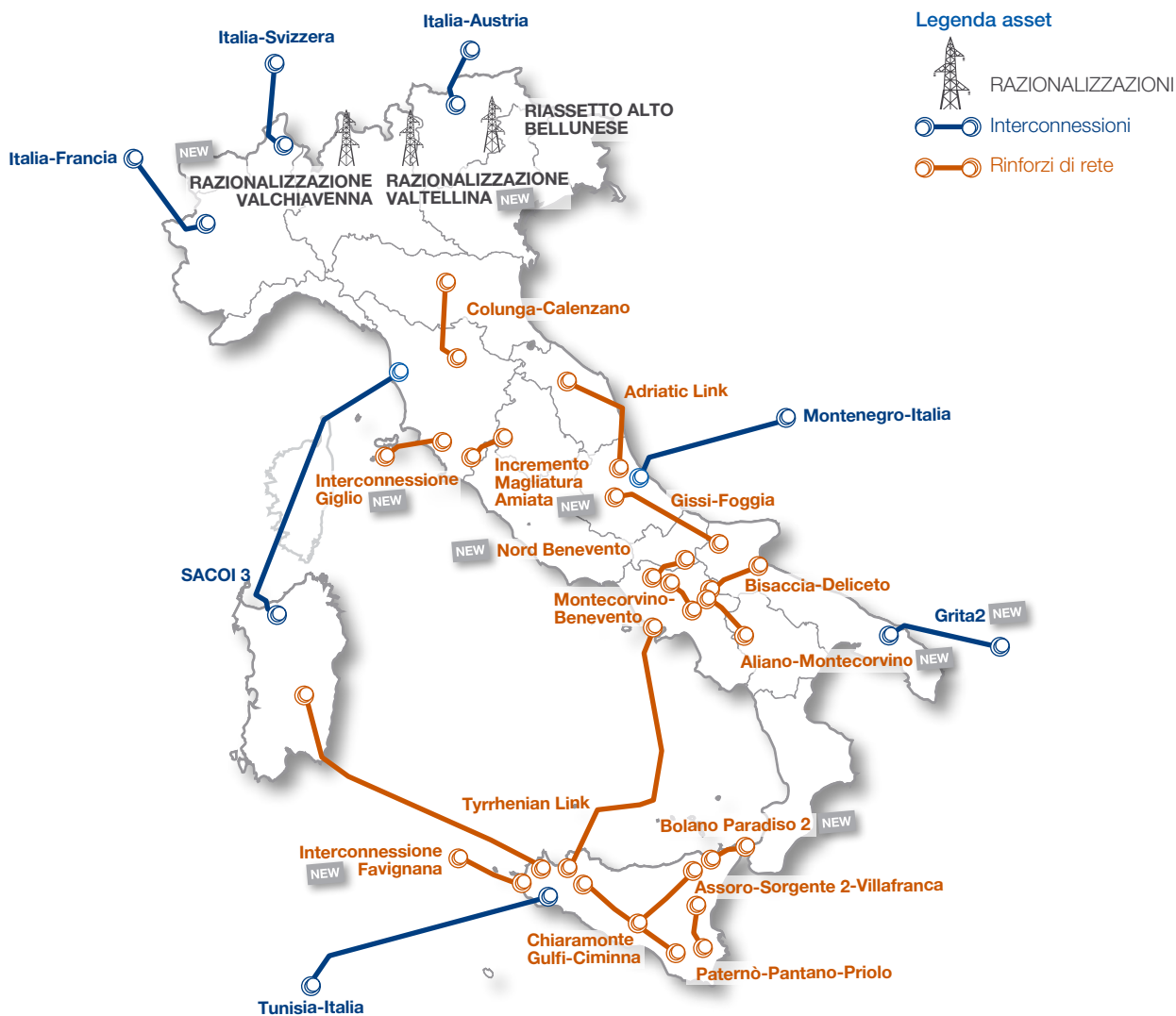
Questo processo di cambiamento profondo e il nostro ruolo ci hanno portato a elaborare un piano di investimenti di lungo termine di oltre 18 miliardi di euro nei prossimi 10 anni. È un piano sfidante.

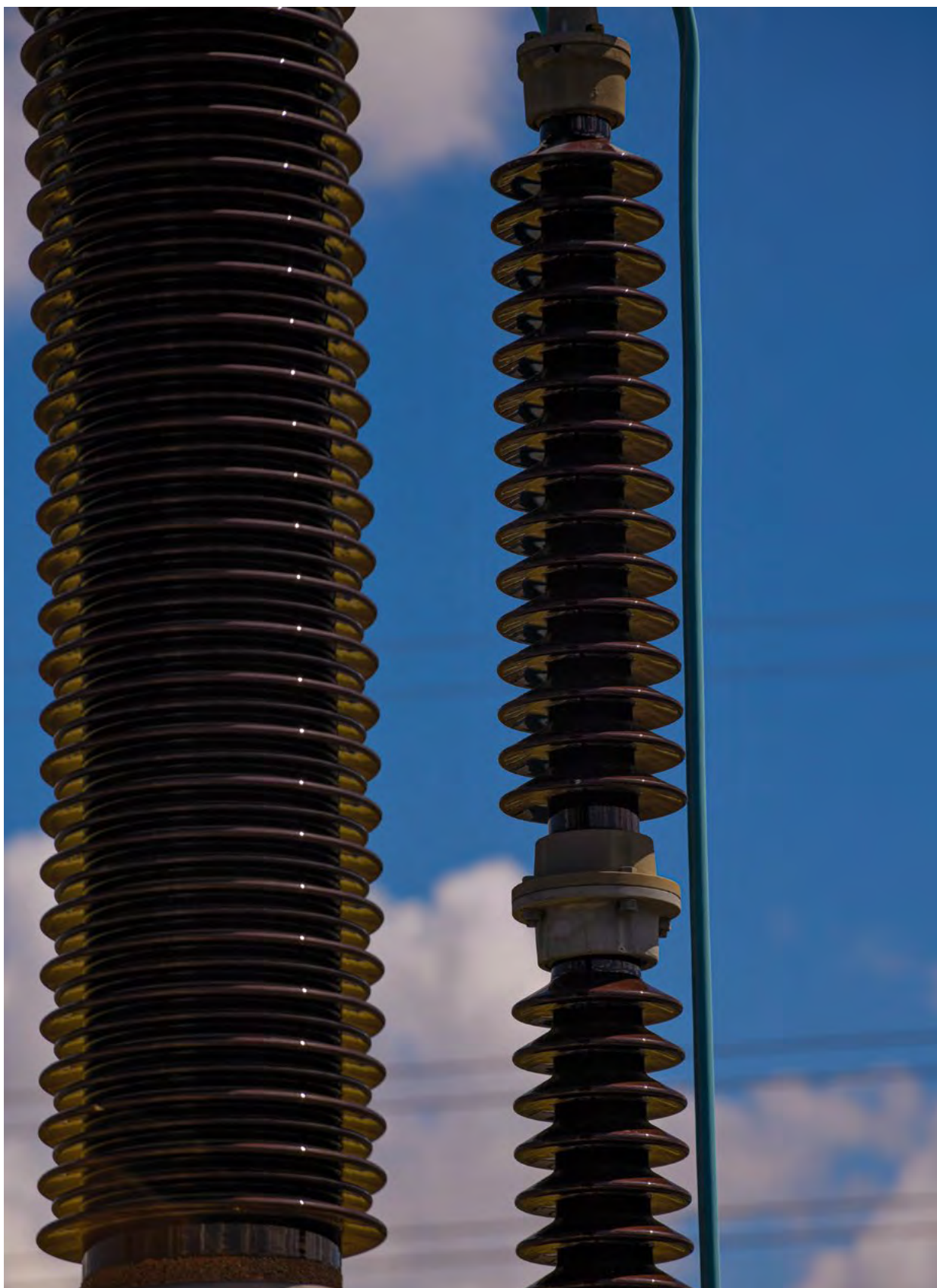
Per l'identificazione e la prioritizzazione degli interventi, nell'ottica di un modello sostenibile, Terna ha sviluppato delle linee di azione allineate ai driver di Piano e alla sfida dell'Agenda 2030 dell'ONU, recependo in questo modo fin dalla fase di pianificazione strategica l'obiettivo di un'economia decarbonizzata attraverso una transizione basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture.

PRINCIPALI LINEE DI AZIONE DEL PIANO DI SVILUPPO 2021



Con il Piano di Sviluppo 2021 Terna conferma l'obiettivo di aumentare la sicurezza della rete, migliorarne la gestione e l'equilibrio e introdurre tecnologie capaci di prevedere, prevenire ed evitare disservizi a partire da quelli prodotti da eventi climatici sempre più estremi. Inoltre consentirà all'Italia, vista la sua posizione strategica nel Mediterraneo e nel sistema elettrico europeo, di assumere sempre più il ruolo di hub energetico del Mediterraneo: un ponte verso i Balcani, l'Europa centrale e i Paesi nord-africani che si affacciano sul Mediterraneo, che sarà rafforzato con l'avanzamento dei nuovi progetti di interconnessione, ma anche grazie ai rinforzi di rete interna.





Indice

1	La pianificazione della rete elettrica nella transizione ecologica	17
1.1	Il ruolo di Terna nella transizione ecologica e nella ripartenza del Paese	18
1.1.1	La transizione ecologica e il contesto regolatorio di riferimento	18
1.1.2	Il ruolo di Terna nella transizione ecologica	20
1.1.3	La transizione ecologica durante il lockdown e il ruolo di Terna nella ripartenza del Paese	24
1.2	Il processo di pianificazione	27
1.2.1	Fattori abilitanti la transizione ecologica	27
1.2.2	Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	28
1.2.3	Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	29
1.3	Pianificazione coordinata tra TSO in ambito europeo	32
1.3.1	I driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea	32
1.3.2	European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)	34
1.3.3	Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI)	37
1.3.4	La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)	39
1.4	Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali	42
1.5	Driver di Piano	56
1.6	Linee di azione	60
1.6.1	Sinergie infrastrutturali	60
1.6.2	Resilienza 2.0	61
1.6.3	Ampliamento RTN	62
1.6.4	Integrazioni FER	63
1.6.5	Interconnessioni	64
1.7	Sostenibilità	65
1.7.1	Nuovi indicatori ambientali per l'Analisi Costi Benefici	70
1.8	Stakeholders Engagement	74
1.9	Innovazioni tecnologiche/progetti finanziati in ambito europeo	79
1.9.1	Le reti intelligenti nel nuovo contesto elettrico	79
1.9.1.1	L'impegno di Terna nei progetti di innovazione	80
1.9.1.2	Sviluppo dei sistemi di accumulo	90

2	Lo stato del sistema elettrico	95
2.1	La Rete di Trasmissione Nazionale e le zone di Mercato	96
2.1.1	La Rete di Trasmissione Nazionale	96
2.1.2	Variazioni dell'ambito della RTN	98
2.1.2.1	Proposte di variazione dell'ambito della RTN	99
2.1.3	La suddivisione in zone di Mercato	100
2.2	Mix di generazione ed evoluzione delle FER	102
2.2.1	Evoluzione del mix di generazione	102
2.2.2	Sviluppo delle fonti rinnovabili	104
2.3	La domanda elettrica e l'evoluzione del "Carico Residuo"	106
2.3.1	Profili di domanda	106
2.3.2	Copertura del fabbisogno	111
2.3.3	L'evoluzione del Carico Residuo	112

2.4	Impatti sul sistema elettrico	115
2.4.1	Qualità del servizio	116
2.4.1.1	Continuità del servizio della rete di trasmissione- Reti AAT/AT	116
2.4.1.2	Power Quality	117
2.4.2	Sicurezza	121
2.4.2.1	La stabilità del sistema elettrico	122
2.4.2.2	Inversione dei flussi di potenza dalle Cabine Primarie	128
2.4.3	Efficienza	129
2.4.3.1	Congestioni di rete AT e AAT	129
2.5	Resilienza	132
2.5.1	Premessa	132
2.5.2	Cambiamento climatico	132
2.5.3	Resilienza 2.0	135
2.5.4	L'impegno di Terna sulla resilienza nel contesto mondiale	141
2.6	Adeguatezza	143
2.6.1	Il Mid-term Adequacy Forecast 2020	144
2.6.2	Esigenze di Adeguatezza del Sistema	146
2.7	Distribuzione territoriale delle criticità	148
2.8	Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	150
2.8.1	Area Nord-Ovest	150
2.8.2	Area Nord	151
2.8.3	Area Nord-Est	152
2.8.4	Area Centro-Nord	154
2.8.5	Area Centro-Sud	155
2.8.6	Area Sud	157
2.8.7	Area Sicilia	158
2.8.8	Area Sardegna	160
2.9	Il mercato elettrico	162
2.9.1	Il funzionamento del mercato elettrico in Italia	162
2.9.2	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	164
2.9.3	Estero	175
2.9.4	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	178
2.9.5	Il Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (MSD)	178
2.9.6	Il ruolo delle risorse nella fornitura di servizi	183
2.9.7	Il ruolo degli impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico	184
2.10	Misure di mitigazione del potere di mercato	190
2.10.1	Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico	190

3	Scenari	193
	3.1 Introduzione	194
	3.2 Il contesto internazionale e il ruolo degli scenari energetici	195
	3.3 Gli scenari ENTSOs	203
	3.3.1 Il processo europeo	203
	3.3.2 Le storyline europee	205
	3.4 Gli scenari del Piano di Sviluppo 2021	209
	3.4.1 Gli scenari nazionali di riferimento	209
	3.4.2 Individuazione degli scenari di Piano	213
	3.4.3 Principali parametri energetici degli scenari	213
	3.4.3.1 Le storyline degli scenari individuati	214
	3.4.3.2 Prezzi delle commodities	214
	3.4.3.3 Domanda	216
	3.4.3.4 Capacità di generazione	217
	3.4.3.5 Sistemi di accumulo	220

4	Necessità di sviluppo	223
	4.1 Esigenze del sistema elettrico nazionale	224
	4.1.1 Simulazioni di mercato	224
	4.1.2 Analisi dei requisiti di sistema	227
	4.1.3 Collegamenti HVDC: elementi essenziali del sistema elettrico del futuro	230
	4.2 Individuazione della capacità di trasporto efficiente tra zone di mercato: Target Capacity	231
	4.2.1 Generalità	231
	4.2.2 Processo di definizione delle capacità obiettivo	233
	4.2.3 Capacità di partenza e addizionale	236
	4.3 Necessità di sviluppo infrastrutturale	238
	4.3.1 Interventi per Sicurezza, qualità e resilienza	239
	4.3.2 Interventi per la Decarbonizzazione	247
	4.3.3 Interventi per Market Efficiency	253
	4.3.4 Interventi per la Sostenibilità Sistemica	263
	4.4 Piano minimo di realizzazioni	272

5	Nuovi sviluppi	277
	5.1 Nuovi interventi previsti nel PdS	278
	5.1.1 Area Nord-Ovest	282
	5.1.2 Area Nord	289
	5.1.3 Area Nord-Est	295
	5.1.4 Area Centro-Nord	301
	5.1.5 Area Centro	312
	5.1.6 Area Sud	316
	5.1.7 Area Sicilia	335
	5.1.8 Area Sardegna	344

6	Benefici per il sistema	347
	6.1 I benefici per il Sistema	348
	6.2 Scambi energetici nel medio e lungo termine	349
	6.2.1 Scambi energetici nel medio periodo	351
	6.2.2 Scambi energetici nel medio/lungo periodo	352
	6.2.3 Scambi energetici nel lungo periodo	354
	6.3 Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	356
	6.4 Riduzione delle congestioni interzonali	358
	6.5 Incremento adeguatezza del Sistema Elettrico	360
	6.6 Riduzione emissioni CO ₂	362
	6.7 Sostenibilità Sistemica	363



Terna ha un ruolo centrale nel sistema elettrico italiano. Lavoriamo per garantire a tutti, dagli operatori energetici fino alle imprese e famiglie, il suo corretto funzionamento. In qualità di TSO (Transmission System Operator) siamo responsabili delle attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sulla rete ad alta tensione in tutta Italia, tra cui quella fondamentale di pianificazione e sviluppo.

Decarbonizzazione, nuovi modelli di mercato, sicurezza e resilienza, sostenibilità sono i driver del piano, in linea con la strategia aziendale e con gli obiettivi internazionali di sviluppo sostenibile. Attraverso le sue linee d'azione - interconnessioni, integrazione delle fonti rinnovabili, ampliamento della rete, sinergie infrastrutturali e resilienza - il Piano di Sviluppo di Terna è il principale strumento di evoluzione del sistema energetico.



oltre **18**
mld € totali

Investimenti
complessivi
Piano di Sviluppo



55%

Obiettivo PNIEC di
penetrazione delle rinnovabili





1.1	Il ruolo di Terna nella transizione ecologica e nella ripartenza del Paese	18
1.2	Il processo di pianificazione	27
1.3	Pianificazione coordinata tra TSO in ambito europeo	32
1.4	Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali	42
1.5	Driver di Piano	56
1.6	Linee di azione	60
1.7	Sostenibilità	65
1.8	Stakeholders engagement	74
1.9	Innovazioni tecnologiche/progetti finanziati in ambito europeo	80

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione ecologica

Il ruolo di Terna nella transizione ecologica e nella ripartenza del Paese

1.1.1 La transizione ecologica e il contesto regolatorio di riferimento

La comunità scientifica è compatta nel giudicare il cambiamento climatico come un fenomeno strettamente collegato all'attività umana. La temperatura media del pianeta è infatti aumentata di circa 1° centigrado dalla fine del diciannovesimo secolo, principalmente a causa delle emissioni nell'atmosfera di diossido di carbonio e altre sostanze climalteranti.

Alla luce del surriscaldamento del pianeta e dei rischi nell'immediato futuro, per evitare che le temperature salgano eccessivamente - oltre i 2° fissati dalla Conferenza di Parigi - l'economia globale dovrebbe impegnarsi a tagliare la sua intensità di carbonio (quantità di carbonio emessa per unità di energia consumata) del 6,4% ogni anno fino al 2100.

Per affrontare il problema delle emissioni sono state lanciate numerose iniziative dagli organismi internazionali, perché solo l'azione concertata tra diversi paesi può portare a risultati concreti a livello globale sul fronte del cambiamento climatico.

I Paesi europei, in particolare confermando il loro impegno nella lotta ai cambiamenti climatici, condividono l'obiettivo comune per i decenni a venire di realizzare il passaggio a un'economia carbon neutral che trovi nella sostenibilità il principale riferimento per un nuovo modello di crescita e sviluppo. Questa è la principale risposta agli impegni sottoscritti dalla Comunità Internazionale con l'Accordo di Parigi del dicembre 2015 che rappresenta a tutti gli effetti il punto di svolta per limitare il riscaldamento terrestre al di sotto dei 2°C.



L'Unione Europea ha già da tempo inserito al centro della sua agenda l'integrazione tra politica ambientale e industriale attraverso un primo pacchetto di misure c.d. Piano 20-20-20 e aggiornato con il Clean Energy Package con obiettivi da raggiungere entro il 2030, ponendosi come l'unica struttura economica a livello globale ad aver previsto un quadro normativo volto a ridurre le emissioni di GHG nei settori economici, in linea con gli impegni assunti con l'Accordo di Parigi.

Nel dicembre 2019 la Commissione EU, ha aumentato il livello di ambizione della strategia ambientale e climatica, presentando il Green Deal Europeo, ovvero il piano con cui l'Unione Europea sarà chiamata ad affrontare le sfide legate ai temi del clima e dell'ambiente nel lungo termine. Si riconosce l'opportunità, inoltre, di promuovere la c.d. just transition dove la strategia di sviluppo verde dell'economia dei Paesi europei risponda alle esigenze di inclusività e giustizia, affinché sia effettivamente sostenibile, anche a livello sociale ed economico.

Sulla base della Climate Law, recentemente comunicata dalla Commissione Europea, è stato inoltre approvato dal Consiglio Europeo l'aumento dell'obiettivo attuale dell'UE del 40% di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Entro giugno 2021 la Commissione riesaminerà e, se necessario, proporrà di rivedere la normativa in materia di energia con la possibilità di rivalutare il livello di ambizione dei piani nazionali per l'energia e il clima presentati dai singoli stati membri.

In questo contesto, la politica climatica ed energetica europea dovrà quindi guardare contemporaneamente a tre dimensioni:

- maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili e innalzamento del livello di efficienza energetica;
- assicurare un approvvigionamento energetico europeo a prezzi competitivi;
- garantire un mercato dell'energia pienamente integrato, interconnesso e digitalizzato.

Questi fattori potranno essere garantiti stimolando in particolare lo sviluppo di tecnologie innovative e gli investimenti in infrastrutture energetiche moderne, che oltre ad assicurare la certezza della fornitura di energia, garantiscano l'integrazione delle soluzioni energetiche a maggior compatibilità ambientale.

Sarà importante quindi, in questo contesto, guardare alla strategia europea come ad un fattore abilitante di investimenti e di opportunità di crescita, assicurando un contesto favorevole in cui liberare risorse finanziarie.

In linea con la strategia europea, nel gennaio 2020 l'Italia ha trasmesso alla Commissione Europea il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, nel corso del quale il Piano è stato oggetto di consultazione tra i cittadini e gli stakeholder nazionali e delle raccomandazioni inviate dalla Commissione stessa sulla bozza preliminare.

Il Piano si struttura sulle seguenti linee d'intervento: decarbonizzazione, efficienza, sicurezza energetica, sviluppo del mercato interno dell'energia, ricerca, e innovazione e competitività che dovranno essere necessariamente integrate tra loro.

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da fonti rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da fonti rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22%, a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- una riduzione dei gas serra, rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE e una riduzione per i settori ETS del 55,9%, superiore del 30% rispetto a quanto previsto dall'UE5.

Questi obiettivi si traducono in particolare nel completo phase out dal carbone entro il 2025, e nella copertura al 2030 di oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%) da parte delle FER. A tale scopo entro il 2030 sarà necessaria l'installazione di circa 40 GW di nuova capacità FER, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico. La nuova roadmap definita dalla Commissione EU con il Green Deal implica che i già sfidanti obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi elettrici definiti nel PNIEC dovranno essere riformulati in modo ancor più ambizioso. Prime indicazioni su come potranno essere declinati tali target indicano per l'Italia un potenziale di penetrazione FER al 65% che richiederebbe l'installazione di almeno ulteriori 20 GW di fotovoltaico ed eolico rispetto a quanto già identificati dal PNIEC.

La trasformazione dei modelli di produzione e di consumo dell'energia che genererà l'implementazione del Piano Energia e Clima nel quadro normativo può essere considerata un'opportunità di sviluppo industriale sostenibile, con effetti positivi sulla competitività e l'occupazione. Il Piano Energia e Clima è, a tutti gli effetti, il progetto a lungo termine per l'Italia nella direzione della sostenibilità e per questo il pacchetto di regole dovrà basarsi su un approccio inclusivo e di neutralità tecnologica, per consentire a tutte le fonti e tecnologie energetiche una maggior compatibilità ambientale e di contribuire alla decarbonizzazione del sistema.

1.1.2 Il ruolo di Terna nella transizione ecologica

Il settore elettrico riveste un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico complessivo, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle FER. Ad oggi l'elettricità, sebbene si collochi al terzo posto per copertura dei consumi energetici finali (circa 1/5 del totale), è caratterizzata infatti da una penetrazione di fonti rinnovabili pari al 35%, molto superiore alla quota FER sui consumi complessivi del paese. Nonostante questi risultati, la strada per la decarbonizzazione è ancora lunga e gli obiettivi da raggiungere nei prossimi anni rimangono estremamente sfidanti.

Una maggiore penetrazione del vettore elettrico negli ambiti residenziale, industriale e nel settore della mobilità, insieme con l'incremento della quota delle rinnovabili nel mix di produzione di energia sono strumenti decisivi per modificare il paradigma energetico e migliorare la qualità della vita nelle grandi metropoli, in cui, già oggi ma sempre più in futuro, si concentrano importanti quote della popolazione mondiale.

Tale trasformazione non sarà a impatto zero per il Sistema Elettrico e implica una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione ecologica si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio ed evitando al contempo un aumento eccessivo dei costi per la collettività. L'incremento delle FER, fonti di energia per loro natura non programmabili, la dismissione degli impianti termoelettrici e i cambiamenti climatici imprevedibili per origine e forza hanno infatti impatti significativi sulle attività di gestione della rete in termini di possibili disservizi, regolazione della tensione e adeguatezza del sistema. In questo contesto la sfida di un operatore di reti di trasmissione (TSO, Transmission System Operator) come Terna è quindi garantire, in ogni istante, il bilanciamento tra produzione e domanda di energia elettrica così da assicurare il trasporto dell'energia lungo la filiera in modo sicuro, adeguato, efficiente costante e affidabile.

Le problematiche citate sono amplificate nei loro effetti dalle caratteristiche strutturali della rete elettrica italiana, che, a causa del profilo geografico del paese, renderanno ancora più complessa la gestione del Sistema Elettrico nelle nuove condizioni. Il nuovo contesto mette sotto pressione tutte le dimensioni chiave che il TSO deve tenere sotto stretta osservazione per gestire correttamente il Sistema Elettrico:

- **Sicurezza**, ossia la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso;
- **Adeguatezza**, il Sistema Elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo;
- **Qualità del servizio**, con cui si intende la capacità di garantire la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica) e la qualità dello stesso (livello di tensione, forma d'onda, ecc.);
- **Resilienza**, ossia la capacità del Sistema di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta e di riportarsi nello stato di funzionamento normale, eventualmente mediante interventi provvisori;
- **Efficienza**, con cui si intende la capacità di gestire il Sistema Elettrico rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità, al minimo costo complessivo per il cittadino/utente.

Lo sviluppo della rete rappresenta uno dei principali fattori abilitanti il processo, complesso e sfidante, di transizione verso un sistema energetico decarbonizzato. Con i suoi progetti e gli investimenti in infrastrutture di rete, Terna sta gettando le basi per favorire e sostenere la trasformazione in atto con un sistema adeguato, sicuro ed efficiente che integri sempre più le fonti rinnovabili. Questo si traduce in investimenti su competenze, tecnologia e innovazione per gestire al meglio le attività di sviluppo e la manutenzione della rete (Transmission Operator), e per garantire la pianificazione e la gestione in sicurezza e qualità, del servizio elettrico (System Operator). Più in generale, gli investimenti che Terna ha definito nel corso del tempo per favorire la transizione ecologica puntano a rendere il sistema elettrico italiano più sostenibile e più fluido, insieme a una significativa riduzione delle emissioni di CO₂ nell'aria, dando un contributo significativo alla lotta al cambiamento climatico.

Come afferma l'International Energy Agency, infatti, ogni euro investito nelle fonti rinnovabili deve corrispondere ad oltre un euro investito nello sviluppo delle infrastrutture e nei servizi per trasportare l'energia prodotta: non serve a nulla installare impianti eolici o fotovoltaici se non si ha una rete elettrica in grado di trasportare l'energia prodotta nelle zone più popolate dove serve di più.

Dunque, data la rilevanza delle infrastrutture di rete per integrare efficacemente le rinnovabili, Terna è chiamata a svolgere il ruolo di "abilitatore e regista" della transizione ecologica. In questo senso, le attività e la missione stessa del gruppo hanno una coincidenza pressoché totale con alcuni dei Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite:

- **Goal 7. Energia pulita e accessibile**

Entro il 2030, garantire l'accesso universale ai servizi energetici a prezzi accessibili, affidabili e moderni, aumentare notevolmente la quota di energie rinnovabili.

- **Goal 9. Imprese, innovazione e infrastrutture**

Sviluppare infrastrutture di qualità, affidabili, sostenibili e resilienti, comprese le infrastrutture regionali e transfrontaliere, per sostenere lo sviluppo economico e il benessere umano.

- **Goal 13. Lotta contro il cambiamento climatico**

Rafforzare la resilienza e la capacità di adattamento ai rischi legati al clima e ai disastri naturali in tutti i paesi, attraverso l'attuazione del Piano di Resilienza.

- **Goal 17. Partnership degli obiettivi**

Rafforzare i mezzi e gli strumenti per l'attuazione della strategia aziendale e rinnovare le partnership per incrementare il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile.

Tutti gli interventi di rete pianificati da Terna sono infatti elaborati perseguendo i driver fondamentali di decarbonizzazione, sicurezza, qualità, efficienza di mercato e sostenibilità, nonché nell'ottica di avere una rete sempre più resiliente.

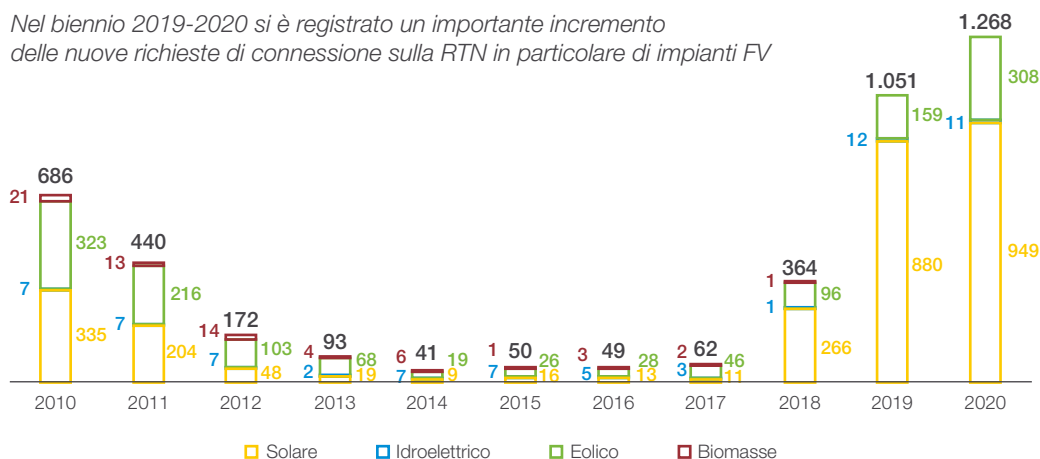
Il Piano di Sviluppo 2021 di Terna, prevede infatti interventi per oltre **18 miliardi di euro** nel decennio, inquadrandosi in uno scenario italiano e internazionale caratterizzato da importanti obiettivi di decarbonizzazione. Grazie agli investimenti, si prevede una sempre maggiore efficienza per il sistema elettrico e benefici quali:

- una **maggiore potenza FER** connettabile alla rete stimata in circa **40 GW al 2030**;
- la **dismissione di infrastrutture obsolete** per un valore pari a **4.600 km**;
- una **diminuzione delle perdite di energia** per circa **2.000 milioni di kWh all'anno**;
- una **riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera** per circa **5,6 milioni di tonnellate/anno**, per effetto del miglioramento del mix produttivo e delle minori perdite di rete.

Ad ulteriore testimonianza del ruolo di Terna nel processo di integrazione delle fonti rinnovabili vi è il suo obbligo di connettere alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tutti gli impianti di generazione FER individuando le soluzioni di connessione che garantiscano la continuità e la sicurezza di esercizio. In particolare, nel 2020 il Sud e le isole hanno coperto l'87% delle richieste di connessione alla rete (oltre l'88% considerando la potenza) e le previsioni per il prossimo futuro confermano l'evoluzione della distribuzione geografica della nuova capacità FER, come dettagliato nel nuovo allegato al PdS21 denominato "Evoluzione Rinnovabile".

FIGURA 1 Evoluzione richieste di connessione FER

Nel biennio 2019-2020 si è registrato un importante incremento delle nuove richieste di connessione sulla RTN in particolare di impianti FV



Numerosità – Aggiornamento al 31.12.20

In parallelo allo sviluppo della rete elettrica nazionale, Terna sta inoltre lavorando all'incremento della capacità di interconnessione con i paesi confinanti, sia al nord che nell'area mediterranea, per aumentare l'integrazione della rete italiana con quella europea, garantendo così lo scambio di energia e servizi.

La cooperazione energetica è infatti uno dei temi che caratterizza l'agenda diplomatica internazionale ed è particolarmente significativo per l'Europa e l'Italia, che dipendono fortemente dal mercato energetico globale. L'area del Mediterraneo rappresenta storicamente per l'Europa e l'Italia un centro di relazioni e di scambi commerciali che hanno consentito negli anni di sviluppare numerose opportunità industriali.

La regione Mediterranea è dotata di un'ampia disponibilità di risorse di energia rinnovabile, vantando alcuni dei principali siti al mondo per il solare e l'eolico, nonché un potenziale rilevante per la biomassa sostenibile. Tuttavia, diverse barriere tecniche, istituzionali e di mercato fanno sì che la regione non stia sfruttando totalmente il proprio potenziale soprattutto nei Paesi del Mediterraneo meridionale, che presentano grandi opportunità di sviluppo in questo settore.

Lo sviluppo delle interconnessioni e la progressiva integrazione delle reti nazionali di trasmissione dell'elettricità sono uno dei fattori abilitanti per la realizzazione della transizione ecologica nel Mediterraneo, finalizzata, oltre che allo sviluppo socio-economico della regione, anche al raggiungimento degli obiettivi climatici e di decarbonizzazione in un'ottica di Green Deal, nonché delle politiche di vicinato dell'UE. Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e la limitazione dell'impatto dei cambiamenti climatici nella regione richiedono uno sforzo coordinato da parte degli operatori di sistemi di trasmissione (TSO) al fine di aumentare la resilienza dei sistemi elettrici attraverso un sostanziale aumento dell'efficienza nell'esercizio delle reti.

I Paesi del bacino del Mediterraneo hanno infatti caratteristiche energetiche diverse ma complementari, in termini di profili di carico e mix di generazione, che andrebbero sfruttate in modo sinergico al fine di aumentare gli scambi di energia e raggiungere gli obiettivi della transizione ecologica nei prossimi decenni. Inoltre, l'integrazione e l'esercizio coordinato dei sistemi elettrici mediterranei avrebbero un effetto diretto, oltre che sulla riduzione dell'impatto ambientale, anche sul rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti e la resilienza energetica della regione.

L'Italia, grazie anche alla sua posizione geografica come hub naturale del Mediterraneo, un ponte verso i Balcani, l'Europa centrale e i Paesi nord-africani, può in questo contesto giocare un ruolo strategico di primo piano, favorendo la maggiore integrazione del mercato energetico del Mediterraneo con quello europeo, contribuendo tra l'altro allo sviluppo sostenibile dei Paesi interessati grazie all'utilizzo di tecnologie all'avanguardia e condivisione di competenze. Si aprirebbero così nuove opportunità di sviluppo e stabilità con ricadute positive anche per l'Europa sia per l'aumento del suo grado di interconnessione con altri mercati energetici sia per il suo ruolo di leader nella lotta ai cambiamenti climatici.

FIGURA 2 *Italia Hub del Mediterraneo*

La Commissione Europea nelle sue raccomandazioni sui Piani Energia e Clima ha indicato all'Italia l'opportunità di esaminare ulteriormente le potenzialità transfrontaliere e gli aspetti macroregionali di una politica coordinata in materia di energia e clima, in particolare nell'Adriatico, al fine di ridurre l'impronta di carbonio della regione, attuare un approccio ecosistemico e sfruttare maggiormente le potenzialità di una più intensa cooperazione nel Mediterraneo.

Una delle principali sfide del sistema elettrico italiano dei prossimi anni sarà quindi quella di candidarsi a diventare il principale hub dell'elettricità in Europa.

Gli interventi di interconnessione previsti nel Piano di Sviluppo di Terna supportano a tal fine il ruolo dell'Italia come protagonista nella transizione ecologica UE, che prevede per il nostro Paese di raggiungere entro il 2030 un target di interconnessione pari al 15%¹.

Lo scopo degli interventi è dunque rendere ancora più robusta la rete elettrica nazionale nonché favorire la piena integrazione delle fonti verdi garantendo, nello stesso tempo, l'adeguatezza e la sicurezza del sistema.

Tra i benefici trasversali di un sistema maggiormente interconnesso vi sono infatti:

- i benefici per i consumatori: una maggiore integrazione del mercato europeo, permette una maggiore efficienza e rafforza la concorrenza attraverso l'utilizzo di un maggior numero di risorse disponibili e a minor costo;

¹ Calcolato come rapporto tra Net Transfer Capacity (NTC) delle interconnessioni e capacità di generazione netta installata, considerando solo le interconnessioni con gli Stati membri dell'Unione e con la Svizzera (in quanto paese interconnesso solo con Stati membri UE)

- i benefici nella sicurezza di fornitura in scala nazionale ed Europea, attraverso un migliore uso dei meccanismi di aiuto immediato tra gestori dei sistemi di trasmissione e di solidarietà reciproca.

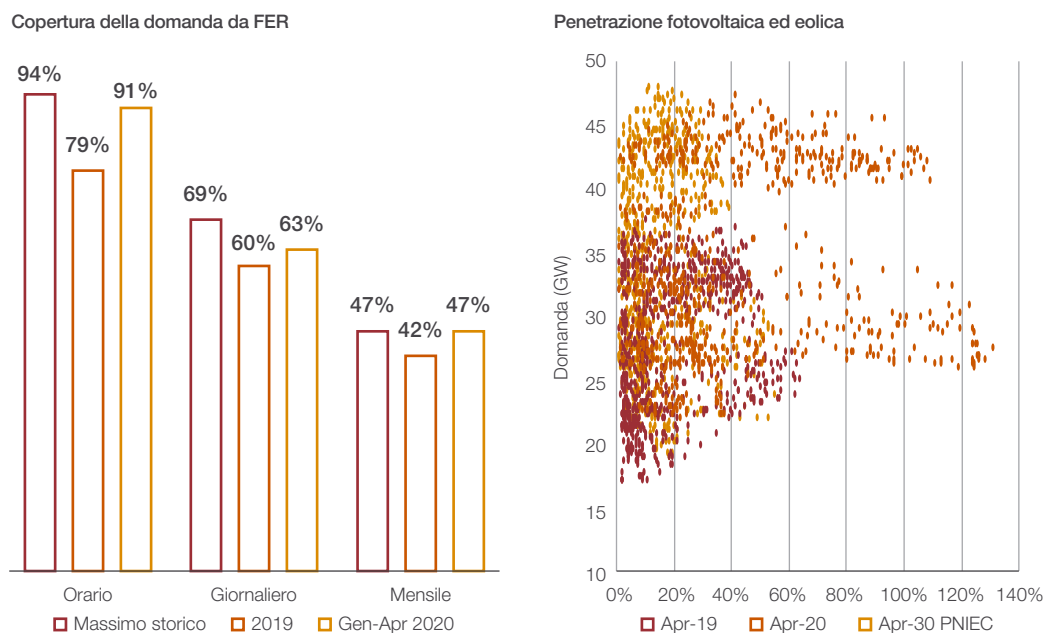
Terna si pone dunque in una dinamica virtuosa, in linea con gli obiettivi del «Green Deal» europeo, e potrebbe fungere da traino per favorire un'accelerazione della transizione ecologica anche nel contesto regionale del Mediterraneo. Grazie a questi aspetti, Terna può quindi fornire una risposta efficace alla raccomandazione formulata dalla Commissione europea che sostiene il ruolo dell'Italia nello sviluppo delle connessioni con i Paesi limitrofi, divenendo il riferimento per un modello di sviluppo sostenibile e non diviso rispetto alle ambizioni ambientali tra le regioni Nord e Sud del Mediterraneo.

1.1.3 La transizione ecologica durante il lockdown e il ruolo di Terna nella ripartenza del Paese

Il periodo di lockdown è scattato in Italia, nella formulazione più restrittiva, il 9 marzo 2020 ed è terminato il 3 maggio con l'avvio della Fase 2. Tra i tanti effetti la pandemia da Covid-19 ha avuto anche quello di ridurre le emissioni di CO₂ e di fare respirare mari, fiumi e atmosfera. Allo stesso tempo, il lockdown ha portato però ad un crollo della domanda di elettricità e ad un conseguente balzo in avanti della quota FER sul totale consumato. In pratica, una “prova generale” di quanto potrebbe accadere nel 2025 e più avanti nel 2030, con un aumento della quota generata da sole, vento e acqua al 55% dei consumi elettrici nazionali e con la definitiva dismissione degli impianti a carbone (circa 7,2 GW di potenza).

Durante il lockdown la domanda settimanale di elettricità ha registrato un forte decremento, con una punta del 24% anno su anno nella settimana tra il 6 e il 12 aprile 2020. Ne è conseguito che l'incidenza delle rinnovabili è aumentata fino a 15 punti percentuali rispetto al 2019. Picchi anomali nella copertura del fabbisogno elettrico con la produzione da FER erano stati già registrati in passato ma ciò che questa volta ha stressato ulteriormente il sistema è stata la maggiore frequenza e durata di tali situazioni critiche, un fenomeno che sarà ancora più accentuato nel 2030.

FIGURA 3 *Penetrazione FER durante il lockdown*



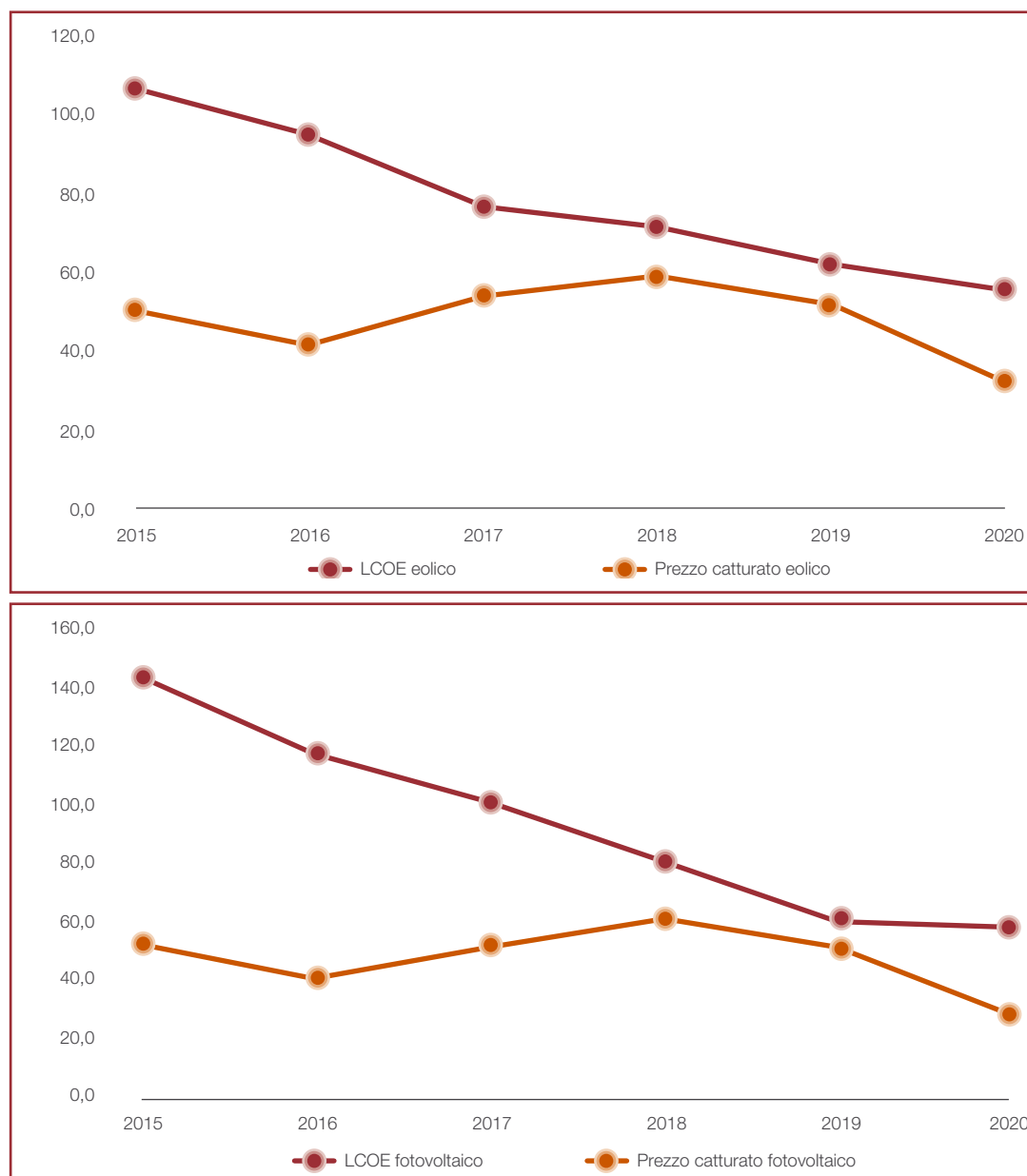
Durante l'emergenza Covid-19 il sistema elettrico italiano ha quindi sperimentato un balzo in avanti al 2025 se consideriamo il calo della quota di generazione termoelettrica, ridottasi di 4 punti sul totale della domanda nazionale, e l'incremento in parallelo dell'elettricità da fonti rinnovabili, il cui peso sulla domanda dovrebbe invece aumentare considerevolmente tra il 2019 e il 2030.

Come ulteriore conseguenza dell'impatto del Covid-19 sul sistema, in Italia i prezzi dell'energia elettrica hanno subito nel periodo una contrazione del 45% (23 €/MWh rispetto allo stesso periodo degli anni precedenti) per effetto combinato della riduzione della domanda e, in parte, della contrazione dei prezzi all'origine dei combustibili fossili. Tuttavia, i costi sostenuti sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento sono saliti contemporaneamente di circa il 100% con un incremento di circa 9 euro MWh.

Tale effetto di riduzione dei costi dell'energia sui mercati elettrici è testimoniato anche dalla divergenza nel corso del 2020 tra il Levelized Cost of Energy (LCOE)² delle fonti rinnovabili e il relativo prezzo medio di vendita catturato da tali fonti sul mercato spot dell'energia.

Fino al 2019 infatti, la costante diminuzione dei valori di LCOE (trascinata da una continua efficienza dei costi di realizzazione e di manutenzione) e una sostanziale stazionarietà dei prezzi energetici sul mercato catturati dalle fonti rinnovabili (calcolato come il prodotto tra il Market Value della fonte stessa e il prezzo zonale di mercato), hanno portato il gap tra tali valori a ridursi notevolmente. Lo shock di mercato dovuto al Covid-19 ha portato invece i due valori a divergere nel corso del 2020, allontanando almeno momentaneamente le fonti rinnovabili dal raggiungimento della Market Parity.

FIGURA 4 **Market parity FER (€/MWh)**



² Fonte: elaborazione Terna.

Le rinnovabili quindi, se ben governate, potranno apportare indubbi vantaggi ambientali, di contro se non ben gestite a dovere ed integrate all'interno del sistema elettrico potrebbero riservare problematiche su due fronti principali: quello della sicurezza del sistema e quello della stabilizzazione dei mercati elettrici.

L'emergenza Covid-19 ha di fatto stressato temi operativi e di scenario già ampiamente identificati dagli operatori come la crescente penetrazione delle rinnovabili e la continua uscita di produzione degli impianti termoelettrici convenzionali.

Nel suo complesso il sistema elettrico ha comunque mostrato buone capacità di risposta alle diverse criticità emerse durante l'emergenza evidenziando al contempo quanto la sicurezza energetica sia un tema essenziale nel percorso verso la transizione ecologica, del quale la resilienza è parte integrante. Un sistema energetico resiliente è pensato infatti per resistere a shock improvvisi senza far venire meno il suo scopo essenziale ovvero fornire energia senza interruzioni per gli utenti finali.

La filiera energetica può diventare infine il volano della ripresa post Covid-19 e Terna è pronta a giocare un ruolo da protagonista realizzando investimenti utili a contribuire alla ripartenza, favorire l'occupazione e a spingere sull'implementazione degli obiettivi del Green Deal europeo. La pandemia che ha colpito l'Italia e il mondo ha già cominciato a mostrare il suo disastroso impatto sulle economie dei Paesi più colpiti, ma ha anche lasciato negli stessi un'urgenza di cambiamento che può trasformarsi in un'opportunità di sviluppo. L'accelerazione impressa alla digitalizzazione e la maggior consapevolezza relativa alla necessità di ricostruire puntando su modelli di crescita più sostenibili rappresentano le basi su cui fondare una ripresa economica che dovrà per forza di cose mettere al centro di tutto la transizione ecologica.

È un'occasione unica e forse irripetibile per disegnare un nuovo futuro per il Paese mettendo al centro gli investimenti per una ripresa green orientata alla massima efficienza ed efficacia di tutti gli interventi. Oggi il Paese ha bisogno di accelerare gli investimenti infrastrutturali per supportare una rapida uscita dalla crisi economica post pandemia e i progetti di sviluppo di Terna, che si muovono a favore di un sistema elettrico sicuro, efficiente e decarbonizzato, rappresentano un immediato volano per l'economia italiana.

La posta in gioco è enorme e secondo lo studio "Infrastrutture energetiche per l'Italia e per il Mediterraneo", redatto da Confindustria Energia con il contributo dei principali operatori del settore, compresa Terna, nel periodo 2018-2030 la filiera energetica nazionale è in grado di mobilitare 110 miliardi di investimenti sulle infrastrutture primarie, con un impatto sul PIL pari a +0,8% medio nel prossimo decennio e un valore aggiunto di 350 miliardi di euro. Grazie a queste risorse si riuscirà inoltre a dare lavoro a 135 mila persone all'anno fino a fine vita degli impianti, a favorire una riduzione annua di 75 mtCO₂ prodotte, ma anche a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, trasformando l'Italia nel fulcro del Green Deal euromediterraneo.

Il piano di sviluppo decennale di Terna va quindi ad innestarsi in un duplice scenario. Da una parte c'è la transizione ecologica, perseguita attraverso uno sviluppo della rete funzionale agli obiettivi di sostenibilità e riduzione dell'impatto ambientale legato alla produzione e alla trasmissione di energia. Dall'altra, l'attenzione è rivolta al sostegno della crescita economica, agli investimenti per l'efficientamento e la sicurezza generale del sistema elettrico italiano.

In un momento di crisi come quello che stiamo vivendo è importante avere uno sguardo che non ricada solo nell'immediato, ma che sia proiettato il più possibile al futuro, per la sostenibilità del sistema elettrico, la sua resilienza e il suo apporto al miglioramento della qualità della vita degli utenti.

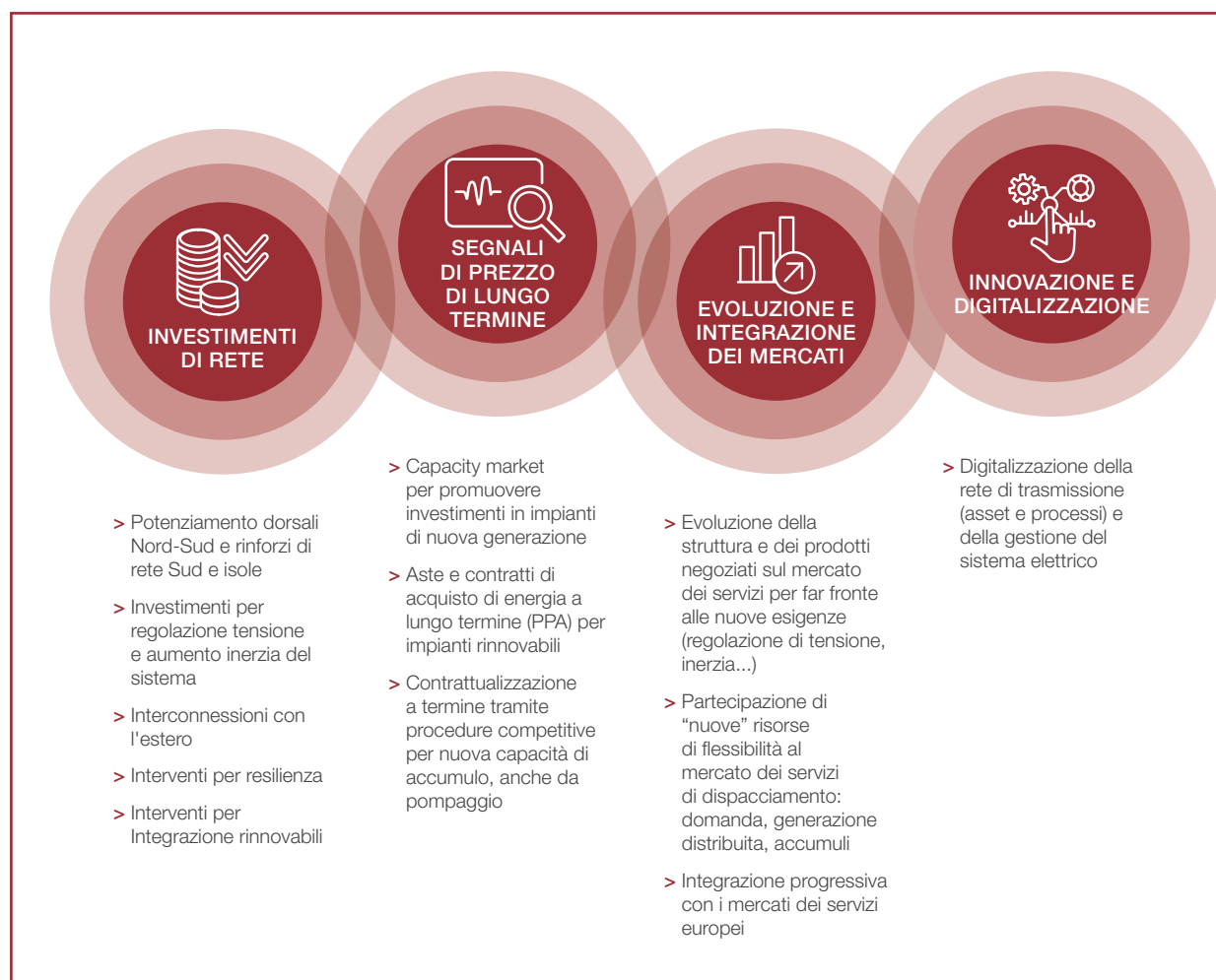
Il processo di pianificazione

1.2

1.2.1 Fattori abilitanti la transizione ecologica

La piena integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico è perseguibile solo tramite la realizzazione di un set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro. Le azioni e gli interventi individuati da Terna per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione sono riconducibili a quattro categorie di intervento riepilogate anche nella *Figura 5*:

FIGURA 5 *Fattori abilitanti la transizione ecologica*



Per garantire uno sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in linea con gli obiettivi fissati e con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, l'art. 60 del "Decreto Semplificazioni" stabilisce che Terna debba predisporre ogni 2 anni, entro il 31 gennaio, un Piano di Sviluppo decennale della rete di trasmissione nazionale, coerente con gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico stabiliti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Il Piano individua le linee di sviluppo degli interventi elettrici infrastrutturali da compiere nei dieci anni successivi, nonché gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento definiti sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio nonché degli interventi di potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero realizzati da soggetti privati;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'evoluzione e sulla distribuzione della domanda;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

La Concessione stabilisce inoltre che il Piano di Sviluppo della RTN contenga, in particolare:

- un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione di quelli prioritari ai fini della sicurezza del sistema, dello sviluppo dello scambio con l'estero e della riduzione delle congestioni;
- l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente;
- un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico.

Lo sviluppo del sistema di trasmissione nasce dall'esigenza di superare le problematiche emerse nel funzionamento della RTN e di prevenire le criticità future correlate all'evoluzione della domanda di energia elettrica e del parco di generazione, alla rapida e diffusa crescita degli impianti a fonte rinnovabile, al superamento di possibili vincoli alla competitività del mercato elettrico italiano ed all'integrazione del mercato europeo.

Il processo di pianificazione della rete individua le modifiche strutturali che è necessario mettere in atto perché il sistema di trasmissione possa svolgere nel modo ottimale la sua funzione, che consiste nel garantire, in condizioni di sicurezza ed economicità, il trasporto dell'energia prodotta dalle aree di produzione esistenti e previste in futuro verso i centri di distribuzione e di carico.

Il sistema elettrico nazionale è interconnesso con quello europeo, gli sviluppi della rete e le relative valutazioni prospettiche tengono conto degli scambi di energia e servizi con i sistemi dei Paesi confinanti, inserendosi in un quadro di collaborazione e coordinamento con gli altri Gestori di Rete.

1.2.2 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete³, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN, persegua l'obiettivo *"...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, del sistema elettrico incrementando la continuità e l'economicità degli approvvigionamenti di energia elettrica. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici"*.

Ai fini della redazione del Piano di Sviluppo della rete risulta essenziale un complesso processo di pianificazione, che può essere suddiviso in quattro fasi principali:

- raccolta dei parametri fisici della rete ed economici di mercato, e recepimento dei principali scenari previsionali a livello nazionale ed europeo;
- analisi dello stato attuale di funzionamento della rete elettrica e analisi previsionali su scenari condivisi per individuare sia le criticità della rete che rappresentano le motivazioni alla base delle nuove esigenze e priorità di sviluppo, sia per valutare le problematiche future e individuare le future esigenze di sviluppo della rete;
- studi di fattibilità e analisi costi/benefici (ACB) effettuate al fine di valutare per ciascun progetto di investimento i benefici complessivi (inclusi quelli di sostenibilità ambientale e sociale) comparandoli con i costi associati;

³ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

- programmazione degli interventi a maggior valore aggiunto per il sistema a cui dar seguito con le successive fasi di concertazione e autorizzazione, procurement e realizzazione.

Il processo di pianificazione dello sviluppo della RTN è orientato:

- al mantenimento e al miglioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile;
- al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio;
- all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione;
- al miglioramento della qualità e continuità del servizio e della resilienza del sistema elettrico.

La pianificazione e le linee di sviluppo della RTN sono definite essenzialmente sulla base degli obiettivi richiamati dalla Concessione e dalle necessità emergenti dagli scenari Europei e/o dagli indirizzi di politica energetica nazionale.

Lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti può rendere possibile l'incremento del volume degli scambi di energia a prezzi maggiormente competitivi incrementando la concorrenza nei mercati dell'energia e garantendo allo stesso tempo l'approvvigionamento di riserva di potenza aggiuntiva per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

La riduzione delle congestioni di rete, tra e nelle zone di mercato, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire al meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi ed efficienti, con impatti positivi sulla concorrenza.

La **Figura 6** rappresenta gli step principali del processo di pianificazione della rete di trasmissione nazionale:

FIGURA 6 *Processo di pianificazione*



1.2.3 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

I dati e le informazioni alla base del processo di pianificazione della RTN sono riconducibili a tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico:

- lo stato del sistema elettrico⁴;
- l'evoluzione e la distribuzione dei consumi;
- l'evoluzione della produzione di energia elettrica.

⁴ Partendo dall'esame degli assetti di esercizio delle reti in alta ed altissima tensione si valuta lo stato degli impianti tenendo conto dei seguenti parametri: impegno degli stessi in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza; affidabilità in rapporto alle esigenze di qualità e continuità del servizio, considerando anche l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli asset in questione; vincoli di esercizio e manutenzione, nonché vincoli operativi legati alla presenza di elementi di impianto di proprietà e/o gestiti da terzi; eventuali limitazioni dovute all'evoluzione del contesto socio-ambientale e territoriale e in cui gli stessi ricadono.

Tali informazioni comprendono anche:

a) elementi e parametri desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato, quali:

- le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra e in N-1) sul sistema di trasmissione, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
- i dati sui valori di tensione, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
- le statistiche sulle disalimentazioni e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
- i segnali derivanti dal funzionamento del Mercato dell'Energia (prezzi zonali, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni interzonali e alle frontiere, ecc.), e del Mercato dei Servizi (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).

b) previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, quali:

- i dati sull'evoluzione della domanda di energia elettrica;
- lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (potenziamenti/dismissioni di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali) compresa la nuova capacità da fonti rinnovabili;
- l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- le connessioni di impianti di produzione, di utenti finali e di impianti di distribuzione alla RTN;
- gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo di tali reti;
- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

Le informazioni relative al punto a) permettono di valutare e confermare l'urgenza di realizzare gli interventi programmati, mentre i dati di cui al punto b) sono indispensabili per delineare gli scenari previsionali di rete e di sistema, in riferimento ai quali sono analizzate e verificate le problematiche future, che emergono dagli scenari aggiornati, e sono identificate nuove esigenze di sviluppo della RTN.

La combinazione dello stato attuale della rete con gli scenari previsionali consente di identificare le esigenze di sviluppo della rete da soddisfare al fine di evitare che i problemi rilevati possano degenerare in gravi disservizi e quantificare i rischi associati alle eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi programmati.

La transizione ecologica e il conseguente sviluppo di nuova capacità da fonte rinnovabile non programmabile apre nuove sfide anche in termini di pianificazione rete. In particolare, le tecnologie eolica e solare sono caratterizzate da aspetti tecnici profondamente differenti dalla generazione tradizionale termoelettrica, primo tra tutti la limitata prevedibilità e programmabilità, essendo la produzione sostanzialmente legata alla disponibilità della fonte primaria (vento e sole). Ciò impone un adeguamento del sistema elettrico per garantire la piena integrazione delle FER rispetto ai seguenti temi:

Caratteristiche tecniche degli impianti: gli impianti FER si interfacciano generalmente alla rete mediante l'utilizzo di macchine statiche (inverter), che, a differenza delle macchine rotanti tipiche della generazione tradizionale, non hanno la medesima capacità di sostenere la stabilità dei parametri fondamentali di rete (frequenza e tensione) e di resistere alle perturbazioni, come ad esempio la perdita improvvisa di impianti di generazione/carico o altri elementi di rete;

Non programmabilità degli impianti: la produzione di energia elettrica da FER non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche della disponibilità della fonte energetica primaria, ad esempio sole o vento, che sono per loro natura intermittenti. In un Sistema Elettrico a crescente penetrazione FER tale caratteristica genera criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione, in particolare nei momenti critici per il Sistema Elettrico quali picchi e rampe di carico. Il Sistema inoltre è "strutturalmente" esposto a periodi in cui la produzione da FER supera il fabbisogno di energia elettrica

(overgeneration), soprattutto nelle ore centrali della giornata quando il solare arriva al suo picco di produzione, con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo al fine di non dover ricorrere al taglio dell'energia prodotta;

Localizzazione degli impianti: gli impianti FER, in particolare l'eolico, sono spesso localizzati lontani dai centri di consumo, causando un aumento delle situazioni di congestione di rete di trasmissione, specialmente da Sud verso Nord. In aggiunta, il fatto che una parte consistente di impianti FER sia connessa su reti di distribuzione MT/BT, tradizionalmente caratterizzate da soli carichi elettrici, sta facendo emergere nuove problematiche nella gestione del sistema elettrico, come ad esempio la riduzione della selettività dei sistemi di protezione, la diminuzione dell'efficacia dei Piani di Difesa e la possibile inadeguatezza dei sistemi di monitoraggio e degli automatismi progettati per un funzionamento unidirezionale;

La crescita della generazione rinnovabile ha inoltre contribuito a modificare il profilo del fabbisogno di carico residuo – ovvero del fabbisogno di energia elettrica al netto della produzione di energia rinnovabile come sarà meglio descritto nel successivo capitolo 2– che deve essere soddisfatto mediante l'impiego di impianti programmabili quali i tradizionali termici, idrici, di accumulo idroelettrico e dell'import. In particolare, sarà necessaria una capacità altamente flessibile per l'inseguimento della rampa serale di carico derivante dalla riduzione della produzione fotovoltaica nelle ore serali.

Inoltre, la crescente presenza di impianti fotovoltaici determina una sempre maggiore riduzione del carico residuo nelle ore di maggiore insolazione fino ad un eccesso di produzione che determina la necessità di limitare la produzione da fonte rinnovabile, cosiddetto fenomeno dell'overgeneration, già oggi presente a livello locale a causa della presenza di congestioni sulla rete.

Una volta identificate le esigenze di sviluppo, con appositi studi e simulazioni del funzionamento in regime statico e dinamico della rete previsionale, vengono individuate, con opportune analisi di sensibilità (sensitivity), le soluzioni possibili di intervento funzionali a risolvere o ridurre al minimo le criticità della rete. Tali soluzioni sono poi confrontate in modo da identificare quelle che consentono di massimizzare i benefici elettrici per il sistema e che presentano le migliori condizioni di fattibilità ai minori costi.

Per poter essere inserite nel Piano di Sviluppo, le soluzioni studiate devono inoltre risultare sostenibili, ossia devono produrre benefici complessivi per il sistema significativamente maggiori dei costi stimati necessari per realizzarle. A tal riguardo, il processo di pianificazione adottato prevede di sottoporre ciascuna soluzione ad una analisi costi – benefici in merito alla quale con Deliberazione 627/16/R/eel e s.m.i (inclusa in particolare la Deliberazione 692/18/eel/R del 18 dicembre 2018) si è espressa l'ARERA definendo i "Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale" ed in particolare i "Requisiti minimi per l'analisi costi benefici 2.0", come dettagliato nel documento allegato recante "la metodologia per l'analisi costi benefici". L'analisi costi benefici rappresenta quindi uno strumento dinamico sottoposto ad un continuo aggiornamento al fine di adeguarla all'evoluzione del contesto.

Si evidenzia, infine, che il processo di pianificazione della RTN si inserisce nel processo più ampio di pianificazione della rete di trasmissione a livello europeo, per il quale è sempre più necessario garantire la coerenza complessiva dei singoli piani di sviluppo e tener conto del progressivo processo di integrazione dei mercati europei, così come descritto al successivo paragrafo del presente capitolo. A tal fine è stato predisposto un nuovo allegato al Piano di Sviluppo, denominato "Evoluzione Rinnovabile" focalizzato sul mondo delle connessioni di impianti rinnovabili.

Nel documento viene fornita, oltre ad una rappresentazione dello scenario delle richieste di connessione degli impianti fotovoltaici, eolici e dei sistemi di accumulo, anche un'elaborazione, a partire dall'attuale scenario energetico di riferimento (ovvero l'NT-Italia all'anno orizzonte 2030) di alcune sensitivity su possibili scenari energetici alternativi in merito alla distribuzione delle rinnovabili in Italia, con un focus particolare sul fotovoltaico e sull'eolico.

Pianificazione coordinata tra TSO in ambito europeo

1.3

Il coordinamento e la collaborazione tra i Gestori della Rete (*Transmission System Operators* – TSO) Europei maturati nell'ambito delle attività di esercizio ed interoperabilità del sistema elettrico interconnesso è stata proficuamente estesa negli anni anche alla pianificazione degli sviluppi della rete di trasmissione ricadente nel perimetro Europeo.

In linea con quanto fatto per l'esercizio del sistema, anche sul fronte della pianificazione è emersa, infatti, la necessità di rispondere a esigenze comuni, volte a garantire azioni congiunte da parte dei TSO ed orientate al raggiungimento degli obiettivi prefissati in ambito Comunitario, in linea con una visione unitaria e pan-Europea del futuro del sistema infrastrutturale di trasmissione Europeo.

L'opportunità di stabilire i criteri ed i requisiti dello sviluppo coordinato ed integrato tra TSO Europei ha permesso di ridefinire i paradigmi della pianificazione secondo visioni comuni che includono:

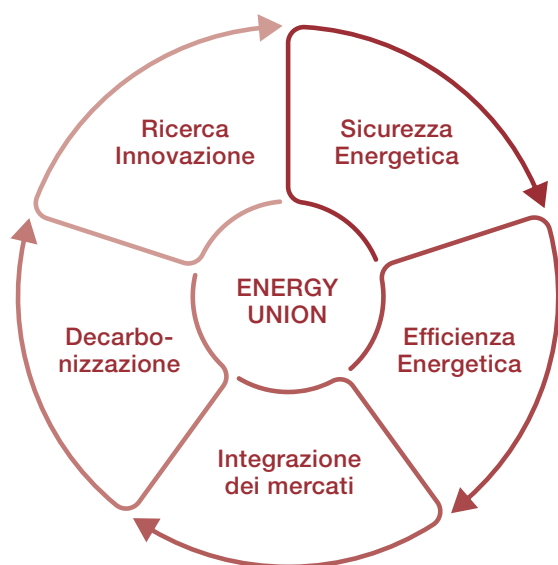
- la definizione di scenari di sviluppo comuni e condivisi attraverso i quali rappresentare una descrizione coerente e comprensiva del sistema energetico futuro e delle sue possibili evoluzioni in uno specifico orizzonte temporale;
- lo studio congiunto sul perimetro pan-Europeo delle future esigenze di sviluppo, orientate verso fattori chiave comuni (sicurezza del servizio, adeguatezza del sistema, piena integrazione dei mercati e sostenibilità);
- la definizione di criteri di investimento sostenibili attraverso una valutazione comune dei progetti di sviluppo di rilevanza pan- Europea.

La costante presenza ed il continuo impegno di Terna all'interno di questo processo di cooperazione e di integrazione tra TSO hanno posto le basi per consolidare il suo ruolo chiave nelle attività di coordinamento sia in ambito Europeo sia nell'area del Mediterraneo.

1.3.1 I driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea

Dal 2011 con il cosiddetto “Terzo Pacchetto Energia” sono state introdotte fondamentali disposizioni Comunitarie con lo scopo di modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo introducendo in particolare misure indirizzate all'orientamento, al rafforzamento e all'integrazione dei mercati elettrici a livello regionale con un conseguente miglioramento delle attività di cooperazione tra i TSO.

FIGURA 7 Le cinque dimensioni dell'Energy Union



Il 25 Febbraio 2015, è stato adottato dalla Commissione Europea l'“Energy Union” (“Strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici”) finalizzata a fornire ai consumatori europei, famiglie e imprese, energia sicura, sostenibile e competitiva. La strategia si articola in cinque dimensioni (Figura 7), strettamente interconnesse e che si rafforzano a vicenda.

La necessità di dare impulso agli obiettivi dell'Energy Union non può prescindere dallo sviluppo delle infrastrutture tra i Paesi Europei: un obiettivo di interconnessione minima per l'energia elettrica, da raggiungere entro il 2020, è stato fissato al 15% della capacità di produzione elettrica installata negli Stati membri.

Il 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato un Pacchetto di proposte legislative e non, in attuazione della Strategia Quadro per l'Unione dell'Energia denominato “Energia pulita per tutti gli europei”, Winter Package, che definisce il quadro normativo e regolatorio del mercato dell'energia; tali disposizioni costituiscono la guida alla transizione ecologica verso l'attuazione degli obiettivi di riduzione di CO₂, efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili al 2030.

Lo sviluppo infrastrutturale, supportato dalla politica energetica comunitaria, è stato oggetto di un apposito atto normativo: il Regolamento (UE) n. 347/2013, che contiene gli orientamenti per lo sviluppo dei corridoi energetici infrastrutturali trans europei attraverso la selezione di progetti prioritari nel settore gas ed elettricità, e che ridefinisce gli strumenti e le strategie di sviluppo di tali corridoi infrastrutturali energetici.

A maggio 2019 l'Unione Europea ha rinnovato il suo impegno per il clima, avviando un processo normativo che ha portato all'approvazione definitiva di un pacchetto di proposte di direttive noto come “Clean Energy for all Europeans Package” (CEP).

Le principali norme introdotte dal “Pacchetto Energia Pulita per tutti gli europei” relativamente al settore elettrico sono incluse nei seguenti documenti i cui dettagli sono riportati nell'Allegato “Riferimenti Normativi”:

- DIRETTIVA (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- REGOLAMENTO (UE) 2019/943 del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica;
- REGOLAMENTO (UE) 2019/942 del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- Proposta di Regolamento Europeo che istituisce il Meccanismo Collegare l'Europa (CEF) per il periodo 2021 – 2027 - COM (2018) 438 – 7 Giugno 2018;

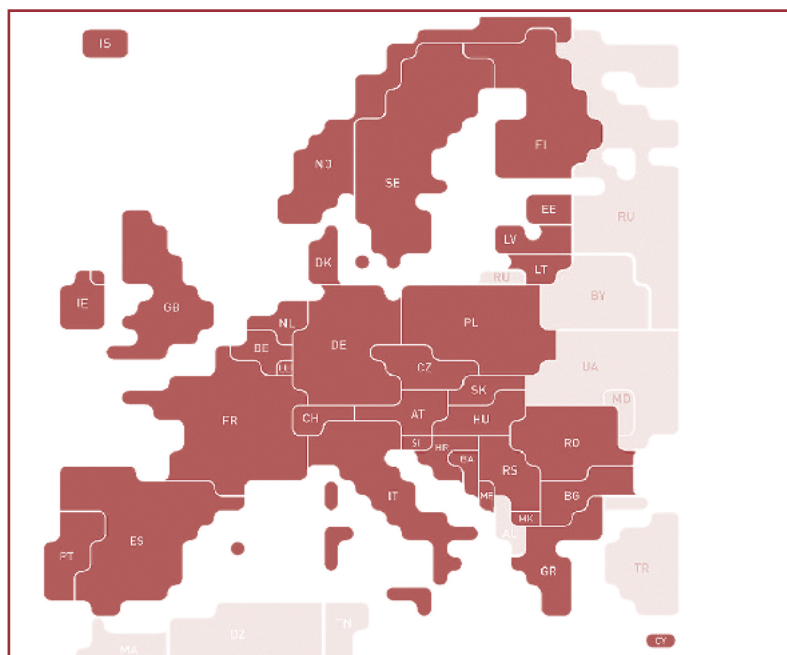
1.3.2 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

In linea con il quadro normativo comunitario previsto dal Reg. (UE) 714/2009, nel 2009 è stata costituita l'associazione ENTSO-E, formata da 42 Gestori di Rete Europei appartenenti a 35 Paesi⁵ (Figura 8). Lo scopo principale dell'ENTSO-E⁶ è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di:

- garantire l'incremento dell'utilizzo di produzione da FER in base agli obiettivi energetici e ambientali Comunitari definiti dal programma "EU2020" e dalla "Roadmap 2050";
- promuovere e supportare la creazione di un mercato interno dell'energia, riducendo le congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza della fornitura (*Security of Supply*) e l'affidabilità del sistema di trasmissione interconnesso (che collega oltre 500 milioni di cittadini in tutta l'area ENTSO-E).

Come da Regolamento CE n. 714/09, tali obiettivi sono conseguiti anche attraverso la definizione da parte di ENTSO-E di un Piano decennale di Sviluppo della rete europea non vincolante. Il piano, elaborato con cadenza biennale, è finalizzato ad una programmazione degli investimenti ed al monitoraggio degli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione in modo da identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere.

FIGURA 8 Paesi ENTSO-E



Il Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea (Ten-Years Network Development Plan - TYNDP) di ENTSO-E è, pertanto, il riferimento metodologico più completo ed aggiornato a livello europeo riguardante l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica e definisce gli investimenti che maggiormente contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea. Per tale motivo il TYNDP è assunto a riferimento per la selezione di progetti di interesse comune (Project of Common Interest, PCI), come definito dal Regolamento (UE) n. 347/2013.

⁵ Il TSO turco è un "Observer Member" dal 2016, ruolo che viene periodicamente sottoposto a rinnovo.

⁶ L'ENTSO-E ha anche il compito di elaborare Codici di Rete e supportare la definizione delle regole di mercato, con particolare riferimento a:

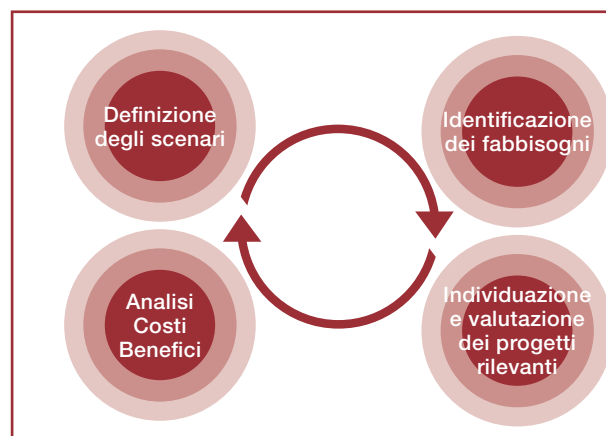
- sicurezza e affidabilità della rete, compresi gli aspetti relativi alla capacità di trasmissione e alla riserva operativa;
- efficace sviluppo della rete elettrica europea;
- la promozione di iniziative di ricerca e sviluppo per favorire l'innovazione tecnologica e l'accettabilità pubblica delle infrastrutture di trasmissione;
- interoperabilità delle reti e norme di bilanciamento;
- procedure operative in caso di emergenza;
- assegnazione della capacità di trasporto e gestione delle congestioni;
- armonizzazione delle strutture tariffarie di trasmissione e Inter-TSO Compensation;
- efficienza energetica delle reti;
- consultazione delle parti interessate e confronto delle diverse posizioni relative alle questioni di politica energetica.

1.3.2.1 Il processo di elaborazione del TYNDP 2020

Al processo di elaborazione del TYNDP, contribuiscono, oltre ai TSO, anche l'ACER, la Commissione Europea, tutti i principali stakeholder del settore e alcuni specifici gruppi di lavoro che vedono la partecipazione dei diversi attori del sistema elettrico. L'obiettivo alla base del documento è quello di valutare l'evoluzione del mercato energetico europeo tramite modelli predittivi in continuo progresso. Grazie alle analisi e ai modelli realizzati, è infatti possibile valutare gli investimenti futuri necessari al sistema elettrico e gli impatti degli investimenti già effettuati.

La **Figura 9** rappresenta gli step principali per l'elaborazione del TYNDP.

FIGURA 9 *Processo di elaborazione TYNDP*



Definizione degli scenari

Gli scenari ENTSOs elaborati per il TYNDP 2020 presentano differenti pathways di decarbonizzazione, evidenziando al tempo stesso il ruolo centrale del consumatore come elemento chiave abilitante della transizione ecologica:

- National Trends - NT;
- Global Ambition - GA;
- Distributed Energy - DE.

Nella definizione ed elaborazione degli scenari per il piano di sviluppo 2021 è stata garantita la massima coerenza con gli scenari definiti nel TYNDP.

Per ciò che riguarda le previsioni di prezzo delle commodity, il TYNDP ha preso in considerazione principalmente gli scenari del IEA World Energy Outlook.

Identificazione dei fabbisogni

La seconda fase di elaborazione del TYNDP identifica i fabbisogni dei diversi sistemi europei e di conseguenza i progetti da intraprendere per soddisfarli.

FIGURA 10 *Identificazione dei fabbisogni*

Analisi di mercato	Analisi della rete	Analisi Regional Team
• Identificazione di potenziali fabbisogni tramite l'analisi degli NPV degli investimenti, in funzione di: - differenziali di costi marginali tra zone di mercato - costi necessari all'incremento delle capacità di scambio • Analisi degli NPV degli investimenti	• Identificazione dei confini e delle contingenze • Valutazione dei costi di incremento di capacità	• Integrazione FER • Riduzione del rischio di «Security of Supply» • Verifica degli obiettivi europei di interconnessione

Per la definizione dei fabbisogni, in questa seconda fase sono stati utilizzati i seguenti indicatori:

- *Renewable Integration*: valutazione effettuata secondo il RES Dumped Energy⁷ e lo scenario di riferimento;
- *Social Economic Welfare*: valutato, in approssimazione, in base ai differenziali di costi marginali tra zone di mercato e allo scenario di riferimento.

⁷ Indicatore che valuta il taglio di generazione delle fonti rinnovabili.

L'analisi ha evidenziato un significativo fabbisogno di interventi per ognuno dei paesi Europei, con la gran parte dei progetti ipotizzati confermati necessari in più di uno scenario previsionale.

A tal riguardo, il Consiglio Europeo nel 2014 ha invitato tutti gli Stati Membri a realizzare entro il 2020 infrastrutture di interconnessione con l'obiettivo di conseguire un incremento della capacità di trasporto cross-border pari ad almeno il 10% della loro capacità di generazione installata di energia elettrica. In quest'ottica, la strategia europea ha innalzato il raggiungimento del target di interconnessione al 15% al 2030.

Le motivazioni principali per l'introduzione dei target di interconnessione sono correlate al **superamento dell'isolamento** per alcuni Stati Membri o regioni ad essi appartenenti, **all'incremento della sicurezza** e affidabilità dell'alimentazione elettrica e **all'integrazione di una quota crescente di produzione da fonti rinnovabili**.

Sulla base di quanto sopra, molti Paesi Membri, fra cui l'Italia, hanno evidenziato elevate necessità di sviluppo di infrastrutture di trasmissione transfrontaliere, per cui si è reso necessario definire dei gradi di priorità e urgenza con cui individuare i Paesi con maggiore necessità di nuove interconnessioni. A riguardo, la Commissione Europea ha istituito un **Expert Group con il compito di identificare criteri e priorità d'azione** in funzione delle caratteristiche peculiari e delle esigenze degli Stati Membri interessati.

In particolare, nel TYNDP 2020 sono stati valutati gli interventi di interconnessione in relazione al target di cui sopra (vedi box sotto) e ai criteri definiti dall'Expert Group.

“VERSO UN'EUROPA SOSTENIBILE ED INTEGRATA”

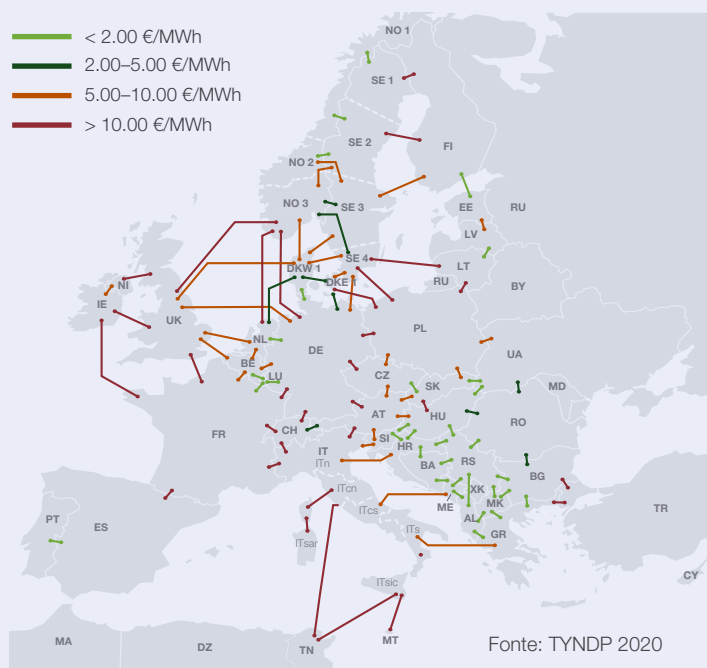
Rapporto del Gruppo di Esperti della Commissione sugli obiettivi di interconnessione elettrica

A Novembre 2017 l'Expert Group, nominato dalla CE, ha pubblicato un report individuando 3 criteri di priorità che consentano di valutare quali siano i Paesi con maggiore necessità di nuove interconnessioni. I criteri sono stati determinati con l'obiettivo di favorire:

- A. la **copertura della domanda di energia elettrica**;
- B. l'**integrazione della produzione rinnovabile** da un Paese all'altro;
- C. la **minimizzazione dei differenziali di prezzo** e quindi una migliore integrazione dei mercati elettrici.

Nell'ambito del TYNDP 2020 ENTSOE, applicando la metodologia⁸ definita dal gruppo esperti della CE ha individuato gli Stati Membri con maggiori esigenze di sviluppo di nuove interconnessioni, fra questi rientra anche l'Italia.

DIFFERENZA DEI COSTI MARGINALI TRA LE ZONE DI MERCATO AL 2030 NELLO SCENARIO DI NESSUN INVESTIMENTO DOPO IL 2020



Analisi Costi Benefici

Secondo il Regolamento (UE) 347/2013, ENTSO-E ha il ruolo di definire l'Analisi dei Costi e Benefici (ACB) dell'Unione Europea, da utilizzare durante l'elaborazione del TYNDP. L'obiettivo è quello di garantire un framework comune da utilizzare per l'ACB dei Progetti di Interesse Comune (PIC). Una prima edizione, ACB 1.0, è stata elaborata da ENTSO-E per valutare i progetti

⁸ Per ciascun Paese Membro, per il quale risulti che almeno uno dei primi due criteri (A. e B) non sia verificato, è necessario individuare urgentemente nuovi progetti di interconnessioni da realizzare al 2030 oltre a quelli già pianificati. Qualora gli indicatori A. e B. (pur essendo > 30%) risultano inferiori alla soglia del 60% e/o se il criterio C. non è soddisfatto, sono richieste analisi aggiuntive per valutare ulteriori investimenti finalizzati a incrementare la capacità cross-border.

nel piano di sviluppo decennale della rete (TYNDP) 2014 e 2016. In seguito, l'ACB 2.0 è nata dalla necessità di adottare un approccio più generale rispetto alla precedente versione, allo scopo di definire criteri di valutazione che non fossero limitati ad uno specifico TYNDP e che potessero quindi includere principi più duraturi. A partire da quest'ultima edizione, ENTSO-E ha elaborato una nuova metodologia denominata ACB 3.0 (linea guida per l'analisi costi benefici dei progetti di sviluppo della rete) che è stata posta in consultazione fino al 5 dicembre 2019 e che avrebbe dovuto essere approvata a giugno 2020 con la pubblicazione sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea (Official Journal of the European Union). La nuova metodologia tiene conto delle osservazioni e feedback ricevuti dagli stakeholder durante il processo di consultazione pubblica.

Di seguito vengono illustrate le principali categorie di benefici utilizzate per la valutazione dei progetti:

- B.1 *Socio-economic welfare*: incremento del beneficio correlato al funzionamento del mercato dell'energia;
- B.2 Variazioni (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂;
- B.3 FER: maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER);
- B.4 Beneficio economico per la società: benefici economici tangibili per la società complementari rispetto ai benefici B2 e B3 generati dalla riduzione di CO₂ e dalla integrazione FER;
- B.5 Variazione delle perdite di rete;
- B.6 *Security of Supply*: beneficio associato al contributo in termini di adeguatezza;
- B.7 *Security of Supply* - Flessibilità del sistema: beneficio associato all'incremento della capacità del sistema di gestire rapide e significative variazioni nel fabbisogno netto di energia;
- B.8 *Security of Supply* - Stabilità del sistema: beneficio associato all'incremento capacità del sistema di riportarsi in condizioni di equilibrio a fronte di una perturbazione impressa a partire da una condizione iniziale;
- B.9 Costi evitati in infrastrutture, beneficio associato al vantaggio che un progetto può apportare evitando o rinviando la sostituzione di infrastrutture già esistenti;
- B.10 Sincronizzazione con l'Europa continentale dei sistemi scarsamente interconnessi, al fine di prevenire la propagazione di eventi di guasto e/o di blackout, nonché per consentire l'efficiente e rapido ripristino del sistema elettrico a seguito di tali eventi;
- B.11 Costi evitati nel MSD, attraverso la riduzione della capacità di riserva necessaria per la stabilità del sistema.

Nello specifico, la versione 3.0 in consultazione integra i punti B.9, B.10 e B.11 non presenti nella versione precedente della metodologia.

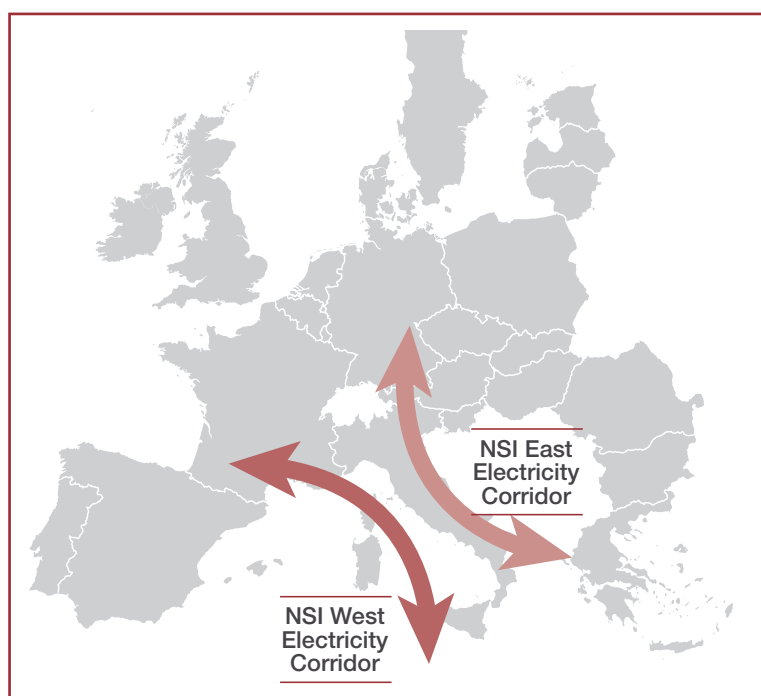
1.3.3 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI)

Gli orientamenti Europei stabiliti nel 2006 per le reti trans-europee nel settore dell'energia, le cosiddette *Trans-European Energy Networks* (TEN-E), indirizzati principalmente a sostenere l'effettiva implementazione del mercato interno dell'energia a livello europeo (IEM), incoraggiando contemporaneamente lo sviluppo e l'efficientamento di produzione, trasmissione, distribuzione e l'uso razionale delle risorse energetiche, hanno evidenziato la necessità di intensificare gli sforzi dell'Unione Europea per far fronte alle sfide future in questo ambito.

In tal senso, superando il precedente programma TEN-E, la Commissione Europea ha adottato il Regolamento n. 347/2013 che stabilisce le norme per lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti energetiche trans-Europee. Il Regolamento mira a contribuire alla crescita intelligente e sostenibile del sistema energetico infrastrutturale europeo, nonché ad apportare benefici in termini di competitività, coesione economica, sociale e territoriale all'insieme dell'Unione Europea.

Tali obiettivi sono perseguibili anche attraverso l'ammodernamento e lo sviluppo delle infrastrutture energetiche europee, nonché l'interconnessione delle reti

FIGURA 11 *Corridori energetici prioritari definiti dal Regolamento 347/2013 che interessano l'Italia*



attraverso le frontiere, rendendo operativa la solidarietà tra gli Stati Membri e garantendo anche rotte di approvvigionamento energetico più competitivo ed efficiente (Figura 11).

L'elenco dell'UE viene adottato ogni due anni dalla Commissione Europea secondo le modalità e i criteri previsti dall'Art. 4 del suddetto Regolamento. La quarta lista PCI⁹ è stata pubblicata il 31 Ottobre 2019 sul sito istituzionale della Commissione Europea riguardante le infrastrutture energetiche. Ottenuti i pareri del Parlamento Europeo e del Consiglio, la lista entrerà in vigore.

In quest'ottica, le strategie europee per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche sono atte principalmente a:

- individuare i corridoi infrastrutturali strategici che hanno priorità di attuarsi attraverso la realizzazione dei PCI;
- disporre le regole e i criteri per individuare i progetti di interesse comune;
- intervenire sui procedimenti autorizzativi per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune;
- definire i criteri per la ripartizione dei costi degli investimenti con impatti transfrontalieri;
- predisporre misure e incentivi a copertura dei rischi per i progetti di interesse comune;
- determinare l'ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'Unione, attraverso contributi per studi e lavori, anche utilizzando gli strumenti finanziari previsti dal nuovo programma "per collegare l'Europa" (Connecting Europe Facility - CEF¹⁰).

Il 31 Ottobre 2019 la Commissione Europea ha adottato, quindi, il Quarto Elenco dei Progetti di Interesse Comune dell'Unione Europea (c.d. Projects of Common Interest - PCI) con proprio Regolamento delegato che modifica il Regolamento UE n. 347/2013. Nel settore delle infrastrutture elettriche, la Commissione ha individuato 151 progetti in totale di cui 102 investimenti di sviluppo relativi all'energia elettrica, tra cui i 3 progetti infrastrutturali presentati da Terna, di intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico e l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, nell'ambito delle attività avviate a Ottobre 2018 nei Gruppi Regionali per il Corridoio Elettrico Nord Sud nell'Europa Occidentale (NSI WEST Electricity) e per il Corridoio Elettrico Nord Sud nell'Europa Centro Orientale e sud Orientale (NSI East Electricity) coordinati dalla Commissione Europea con il coinvolgimento dei TSOs dell'UE, di ENTSO-E e di ACER. La Commissione Europea ha avviato il 17 novembre 2020 il processo per la definizione del quinto elenco UE dei Progetti di Interesse Comune (PCI), la cui conclusione è prevista per ottobre 2021.

FIGURA 12 Quarto elenco dei progetti di interesse Comunitario (PCI) che interessano l'Italia

CORRIDOIO	CONFINE	PRESENTATO DA	INTERVENTO
NSI West Electricity	Italia - Francia	Terna	2.4 - Interconnection between Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) and Suvereto (IT) [currently known as "SACOI 3"]
NSI East Electricity	Italia - Slovenia	Terna	3.21 - Italy - Slovenia interconnection between Salgareda (IT) and Divača - Bericevo region (SI)
NSI East Electricity	Italia - Tunisia	Terna	3.27 - Interconnection between Sicily (IT) and Tunisia node (TU) [currently known as "ELMED"]
NSI East Electricity	Italy - Austria	Alpe Adria Energia	3.4 - Interconnection between Wurlach (AT) and Somplago (IT)
NSI West Electricity	Italia - Svizzera	World Energy	2.14 - Interconnection between Thusis/Sils (CH) and Verderio (IT) - [currently known as "Greenconnector"]

I dettagli di tali progetti di sviluppo di Terna inclusi nella lista PCI della Commissione Europea (Figura 11), possono essere ulteriormente consultati nelle apposite pagine web disponibili nel sito istituzionale di Terna e sul sito istituzionale della Commissione Europea.

Al fine di essere conformi al Regolamento Europeo n.347/2013 tali progetti devono essere inclusi all'interno del TYNDP, elaborato da ENTSO-E.

⁹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c_2019_7772_1_annex.pdf

¹⁰ Il programma "Connecting Europe Facility" (CEF) è oggetto del Regolamento (UE) n. 1301/2013 in vigore dal 1 gennaio 2014 e stanziava un budget di 5,85 Mld€ per supportare lo sviluppo delle infrastrutture energetiche trans-Europee fino al 2020. Il programma verrà esteso anche per il periodo 2021-2027.

1.3.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)

L'attività di cooperazione tra i TSO mediterranei, in Terna, è portata avanti attraverso l'associazione Med-TSO, costituita nell'aprile 2012, con lo scopo di realizzare una piattaforma di cooperazione multilaterale tra i TSO per promuovere l'interazione e l'integrazione dei sistemi elettrici dei paesi del bacino del Mediterraneo. Tale attività è di grande rilevanza in un mondo che deve affrontare sfide economico-energetiche e climatiche sempre più cogenti. In questo contesto, di particolare interesse sono le **potenzialità di complementarità** che tali regioni presentano nella gestione dei rispettivi sistemi elettrici. Infatti, le sponde mediterranee raccolgono diverse zone climatiche, presentano stagionalità differenti delle attività economiche, sia al livello annuale che al livello settimanale. Questo genera un potenziale di mercato e di cooperazione molto ampio nella gestione dei flussi di energia e dei picchi di domanda, ma anche nella gestione della penetrazione FER che molti paesi stanno affrontando.

Med-TSO è composta da 19 associati, in rappresentanza di altrettanti Paesi del Mediterraneo (*Tabella 1*) la cui struttura organizzativa è in capo ad un'Assemblea Generale, coadiuvata da un comitato direttivo, mentre l'operatività ed il coordinamento delle attività sono svolte da un Segretariato, con sede a Roma, di cui Terna esprime il Segretario Generale (*Figura 13*).

La Commissione europea ha pubblicato ad agosto 2019 la decisione sull'*"Annual Action Programme in favour of ENI South countries"*, i cui obiettivi sono: contribuire al miglioramento delle interconnessioni energetiche, del quadro normativo e alla promozione delle riforme nonché degli investimenti per l'efficienza energetica. La sovvenzione a favore di Med-TSO è di circa 2 Mln€. La durata della sovvenzione è di circa 36 mesi a partire da giugno 2020.

Dal 2013 Med-TSO, su incarico della Commissione Europea (finanziatrice delle attività), ha elaborato il primo *Piano di Sviluppo* decennale delle interconnessioni a livello mediterraneo (il Mediterranean Master Plan I), comprendente nuovi collegamenti elettrici ad altissima tensione tra il nord Africa ed il sud Europa con i relativi rinforzi interni di rete necessari alla piena utilizzazione della capacità di interconnessione. Il suddetto Piano, pubblicato a luglio del 2018, ha rappresentato il primo passo verso una pianificazione coordinata degli sviluppi di rete a livello regionale, mediante la condivisione delle metodologie di pianificazione e degli strumenti di analisi di rete e di mercato.

Ad ottobre 2020 l'Associazione ha pubblicato il suo secondo progetto, il Mediterranean Master Plan II, sulla base dell'esperienza consolidata del primo Progetto Mediterraneo, in cui, oltre a proporre un aggiornamento del piano di sviluppo delle interconnessioni nel Mediterraneo, ha internalizzato molteplici parti del processo di analisi, come gli studi di mercato preliminari e gli studi di rete. Gli studi di mercato hanno analizzato tre scenari elettrici al 2030 e 15 nuove interconnessioni con diversi gradi di maturità. L'analisi dei flussi ha portato, poi, all'identificazione dei necessari rinforzi di rete interni (e ai loro costi) ai diversi paesi e ha permesso, a completamento dell'analisi dei costi benefici, la quantificazione economica dei progetti e delle perdite di rete associate all'utilizzo dell'infrastruttura.

TABELLA 1 Paesi membri Med-TSO

PAESE	TSO
ALBANIA	OST
ALGERIA	SONELGAZ, GRTE, OS
CIPRO	TSOC
CROAZIA*	HOPS
EGITTO	EETC
FRANCIA	RTE
GRECIA	ADMIE
ISRAELE	IEC
ITALIA	TERNA
GIORDANIA	NEPCO
LIBIA	GECOL
MAROCCO	ONEE
MONTENEGRO	CGES
PALESTINA	PETL
PORTOGALLO	REN
SPAGNA	REE
SLOVENIA	ELES
TUNISIA	STEG
TURCHIA	TEIAS

* aggiunta con il Mediterranean Master Plan II.

In continuità con la chiusura del secondo Progetto, la Commissione Europea ha approvato il finanziamento al terzo progetto biennale, TEASIMED (Towards an Efficient, Adequate, Sustainable and Interconnected MEDiterranean power system) a testimonianza del riconoscimento che l'associazione ha ricevuto nel rappresentare un punto di riferimento nel dialogo con la sponda sud del Mediterraneo. TEASIMED, naturale prosecuzione dei precedenti Piani, permetterà l'approfondimento di tematiche consolidate nonché l'ampliamento delle attività ad altre iniziative soprattutto in ambito *operation* e di identificazione di zone di mercato in Maghreb per progetti pilota al fine di ottimizzare gli scambi di flussi di energia nell'area.

Med-TSO nel portare avanti il Mediterranean Project si occupa di una molteplicità di aspetti, come riflesso dalla organizzazione interna in Commissioni Tecniche e gruppi di lavoro dedicati.

FIGURA 13 *Organizzazione Med-TSO*

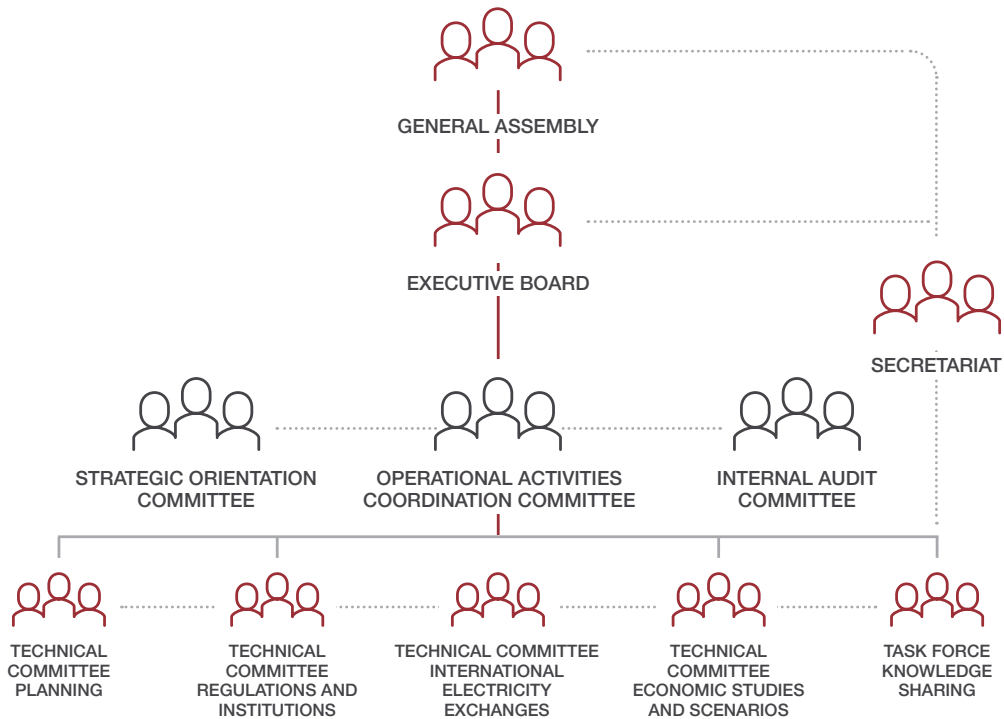
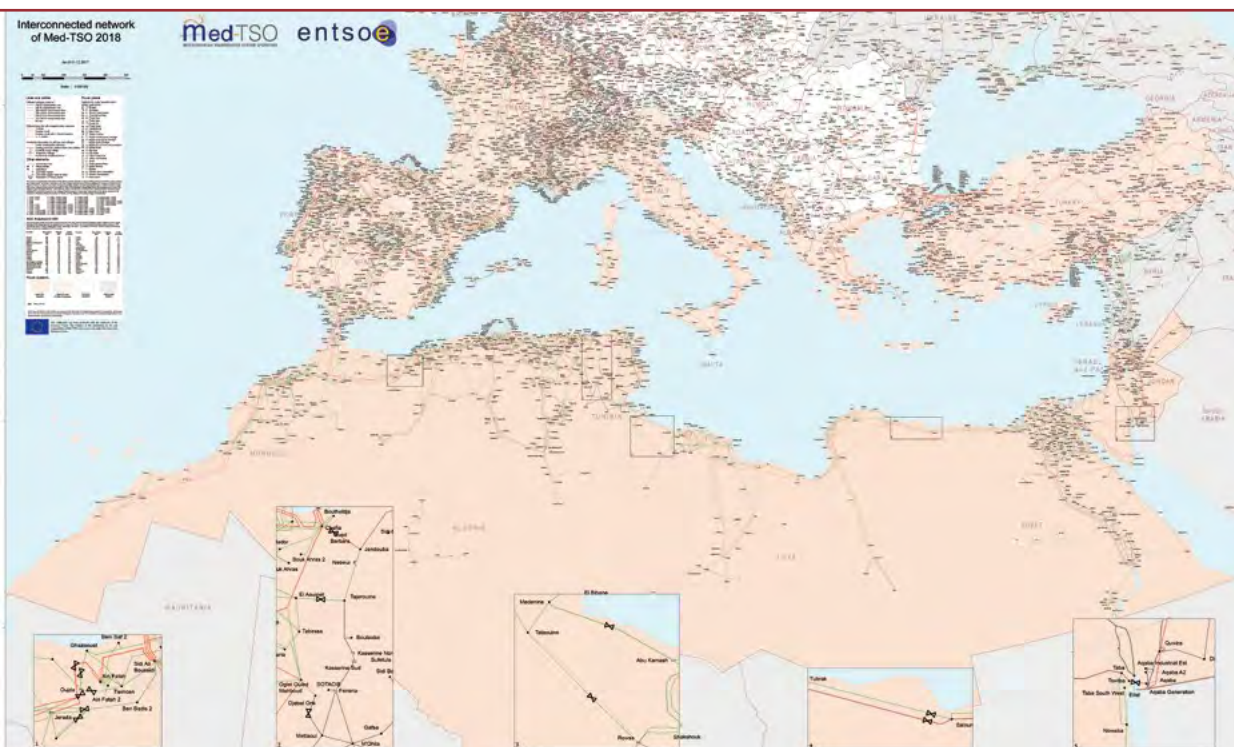


FIGURA 14 *Mappa della rete elettrica mediterranea (Deliverable del Mediterranean Project I)*

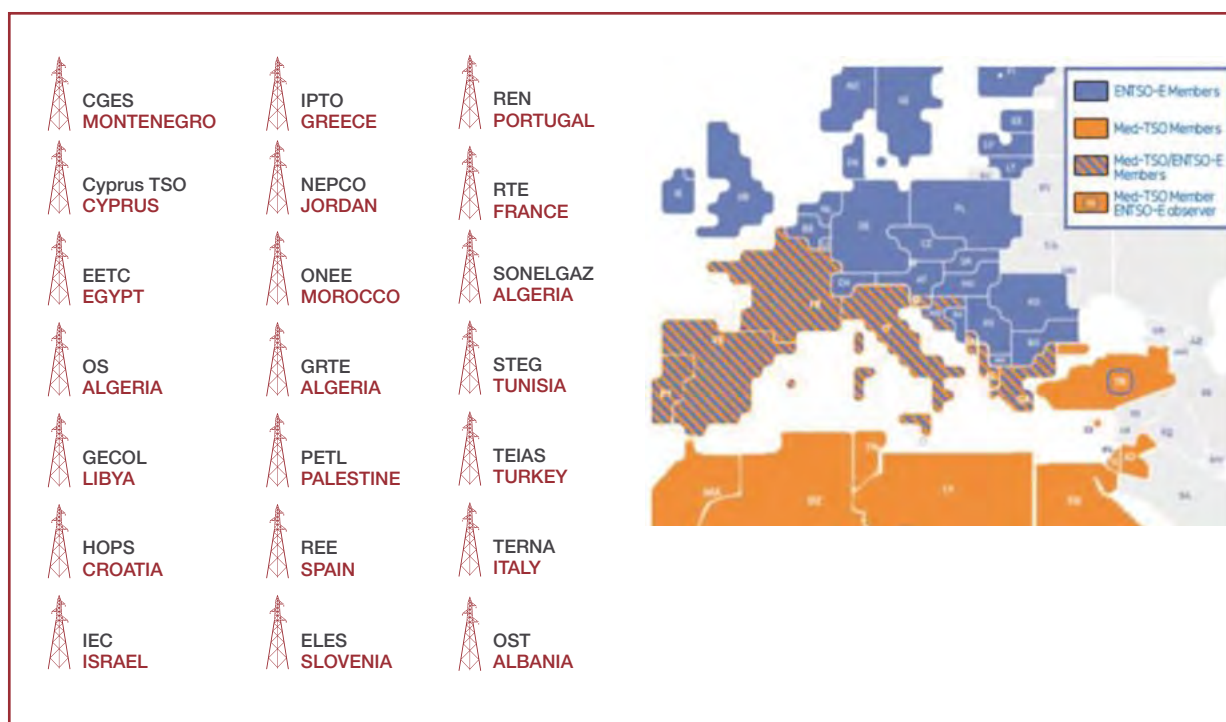


In particolare, le macroaree di studio riguardano:

- la costruzione del Piano di sviluppo decennale (**Mediterranean Master Plan**) e la definizione di una reference grid mediterranea su cui valutare i nuovi progetti oggetto di studio (*Figura 15*);
- la definizione di un **set di regole comuni** per la stesura di codici di rete regionali;
- la massimizzazione delle potenzialità degli **scambi internazionali** tra i paesi coinvolti;
- creazione e mantenimento di un **database mediterraneo**, come punto di partenza degli studi e di condivisione delle informazioni anche con ENTSO-E, grazie alla compatibilità dei formati;
- l'individuazione di programmi di **knowledge sharing** interni ed esterni all'Associazione.

Infine, con la chiusura del Masterplan II, Med-TSO ha promosso una nuova iniziativa che prevede lo Sviluppo di una piattaforma di dati statistici, accessibili e scaricabili dal sito web, riguardanti i sistemi elettrici dei paesi associati, con l'obiettivo di divenire sempre più un punto di riferimento, non solo per i TSO associati, ma anche per tutti i potenziali stakeholders interessati ad approfondire tematiche riguardanti i sistemi elettrici dell'area mediterranea.

FIGURA 15 **Membri Med-TSO**



Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali

1.4

L'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali richiede un crescente coordinamento tra gli altri operatori del panorama energetico nazionale e internazionale. In questa direzione, Terna deve cercare strategie di innovazione per lo sfruttamento sia delle infrastrutture stradali e ferroviarie che per favorire l'elettrificazione dei trasporti e lo sviluppo coordinato del sistema gas e telecomunicazione. Le reti infrastrutturali rappresentano una architettura decisiva per lo sviluppo sostenibile dell'Italia e dell'Europa, che vede nei tre pilastri trasporto, energia e telecomunicazioni gli elementi di indubbia capacità aggregativa, di sinergie industriali e di equilibrio nello sviluppo. Già il Trattato di Maastricht del 1992, proponendo la creazione di un mercato interno europeo con lo sviluppo della coesione economica e sociale, identificava tre classi di infrastrutture accomunate dall'essere basate su un sistema a rete:

- Reti energetiche trans-europee (TEN-E);
- Reti di trasporto trans-europee (TEN-T);
- Reti di telecomunicazioni trans-europee (eTEN).

La possibilità di programmare in maniera coordinata lo sviluppo di reti intersettoriali (trasporto, energia e telecomunicazioni) rappresenta sicuramente una delle più grandi sfide, ma allo stesso tempo un'opportunità. Quest'opportunità condivisa tra i diversi attori nazionali e internazionali è presentata in questo paragrafo declinata per le tre classi infrastrutturali, tenendo conto delle sinergie e degli indirizzi regolatori introdotti negli ultimi anni. In particolare, il focus sull'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti energetiche mostra l'impatto della transizione ecologica sui ruoli del TSO e DSO del sistema elettrico e sui legami con la rete gas. Per quanto riguarda il settore dei trasporti si riportano le opportunità di elettrificazione delle infrastrutture ferroviarie e di ricarica di veicoli elettrici, e la possibilità di integrare la RTN con il tessuto stradale esistente. Infine, l'importanza della trasmissione e la distribuzione dati e il ruolo del gestore della RTN nei processi di digitalizzazione del Paese è presentato in un focus rivolto alle reti di telecomunicazione.

Focus sulle reti energetiche

Al fine di garantire l'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse, come previsto dal Codice di rete, i gestori delle reti inter-operanti con la RTN, tra i quali in particolare i distributori, sono tenuti a comunicare, nelle modalità di cui al Codice di Rete, a Terna:

- le previsioni di medio periodo sull'andamento e sulla distribuzione della domanda sulle proprie reti, con indicazione della potenza attiva/reattiva assorbita dalle utenze e della richiesta sulle Cabine Primarie esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo);
- la stima della produzione sulle proprie reti con indicazione del valore di potenza attiva di generazione immessa a livello di singola Cabina Primaria (CP) lato MT, nelle citate situazioni tipiche;
- tutte le modifiche pianificate inerenti ai propri impianti affinché Terna possa tenerne conto nelle analisi di rete propedeutiche all'individuazione delle attività di sviluppo della RTN.

In proposito, l'Art. 18, comma 3 del Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, prevede che le imprese distributrici di energia elettrica debbano rendere pubblico, con periodicità annuale, il piano di sviluppo della propria rete, predisposto in coordinamento con Terna ed in coerenza con il Piano di Sviluppo della RTN. Il suddetto articolo stabilisce inoltre che il piano di sviluppo della rete di distribuzione indichi i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione.

Con deliberazione 280/12, l'ARERA ha previsto un procedimento finalizzato all'attuazione delle disposizioni del citato articolo del Decreto Legislativo n. 28 prevedendo, tra le altre cose, l'analisi delle modalità di coordinamento con Terna per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

D'altra parte, Terna attraverso la pubblicazione del proprio Piano di Sviluppo della RTN, fornisce le informazioni relative allo sviluppo della RTN, tenendo conto delle esigenze che possono manifestarsi anche a seguito di specifiche richieste dei distributori finalizzate alla connessione (o modifica del collegamento) di impianti di distribuzione alla RTN, ovvero alla realizzazione di interventi per il miglioramento della sicurezza, qualità del servizio e adeguatezza sulle reti di distribuzione.

Tali disposizioni normative rispondono all'esigenza di assicurare la massima efficacia agli investimenti del settore e al contempo garantire anche in futuro l'interoperabilità tra le reti stesse.

In questo quadro, è necessario pertanto che i Piani di sviluppo dei gestori delle reti interconnesse con la rete di trasmissione nazionale siano coordinati con il Piano della RTN, considerando che la rete di distribuzione elettrica in Italia è suddivisa e attualmente gestita da 148 imprese distributrici (DSO), operanti sulla base di concessioni del Ministero dello Sviluppo Economico e delle Province di Trento e Bolzano. Si tratta di soggetti molto differenziati per ampiezza del territorio servito, dimensione e disciplina giuridica di riferimento (Comuni, aziende municipalizzate, tipologie di società). Gli atti di concessione ministeriale sono pubblicati sul sito web del Ministero dello Sviluppo Economico, in più, Terna pubblica e tiene aggiornato sul proprio sito internet l'elenco delle imprese distributrici e dei relativi codici identificativi, nonché l'archivio storico delle variazioni societarie intervenute relativamente a tali imprese.

Per quanto concerne l'interazione TSO-DSO, la regolazione europea è in evoluzione, poiché nel pacchetto di provvedimenti della Commissione Europea denominato "Clean Energy for All Europeans", si evince la necessità da parte dei consumatori di poter vendere, accumulare e consumare l'energia autoprodotta, e di partecipare a tutti i mercati energetici fornendo flessibilità. Inoltre, si valuta la necessità di consentire ed incentivare i DSO ad integrare nuove forme di generazione energetica in modo economicamente efficiente e che limiti o impedisca costose espansioni della rete elettrica.

Per promuovere e agevolare la diffusione dell'autoconsumo individuale e collettivo, Bruxelles, attraverso la direttiva RED II (2018/2001/UE), ha previsto una serie di misure che gli Stati membri devono adottare. Anticipando di fatto quanto previsto dalla direttiva europea, il decreto Milleproroghe permette di attivare l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e realizzare comunità energetiche rinnovabili, attivabile da famiglie e altri soggetti che si trovano nello stesso edificio o condominio, e le comunità energetiche, a cui possono partecipare persone fisiche, PMI, enti locali, ubicati in un perimetro più ampio rispetto a quello dei condomini. La misura è strutturata per promuovere l'autoconsumo condiviso, anche tramite l'impiego dei sistemi di accumulo: i clienti finali possono associarsi per diventare autoconsumatori che agiscono collettivamente o dare vita a comunità energetiche.

Al fine di implementare concretamente tutto questo, è necessario quindi comprendere:

- quale **ruolo** potranno avere i **DSO** nei futuri mercati dei servizi: servizi locali (es. regolazione della tensione), risoluzione delle congestioni locali di rete, collaborazione nel reperimento dei servizi di bilanciamento, che essendo per sua natura "globale" vedrebbe un ruolo primario da parte dei **TSO**;
- quali **meccanismi di comunicazione** verranno implementati tra TSO e i DSO al fine di collaborare per il reperimento di servizi da parte di generatori e carichi distribuiti connessi alla distribuzione.

In questo contesto, in Italia l'ARERA ha approvato il Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel al fine di permettere la piena partecipazione al sistema elettrico delle fonti rinnovabili, della generazione diffusa, dei sistemi di accumulo, degli aggregatori e dei consumatori, alcuni dei quali sono anche produttori. Il documento succitato che prende il nome di "Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)" mira a proseguire nell'integrazione dei mercati dell'elettricità italiani con quelli degli altri Paesi europei, consentendo tra l'altro negoziazioni fino all'ora precedente, e per fare in modo che il servizio di dispacciamento tenga conto dell'armonizzazione e della condivisione dei servizi, necessari a garantire la sicurezza del sistema (**servizi ancillari**), in corso a livello continentale, tenendo conto dei risultati ottenuti dal progetto SmartNet.

Terna, anche facendo leva sull'esperienza maturata con i progetti pilota, ritiene che sia indispensabile continuare a sperimentare la partecipazione di risorse distribuite ai mercati e, nell'ottica più ampia di un ridisegno complessivo, considera fondamentale:

- 1) Prevedere un processo di revisione della definizione e dei perimetri di fornitura dei servizi introducendo una gestione più flessibile del portafoglio servizi. A tal fine, a Novembre 2020, Terna ha lanciato tre consultazioni: i) una relativa al progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione di tensione tramite impianti (programmabili e non) connessi alla RTN a seguito di adeguamenti impiantistici; ii) l'altra riguardante invece la nuova procedura di approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento tramite UVAM per il 2021 e le modifiche al Regolamento UVAM MSD; iii) l'ultima relativa invece al regolamento per l'avvio del progetto pilota sulla regolazione secondaria di frequenza con il quale si vuole testare l'affidabilità e gli impatti sul sistema della fornitura del servizio da parte di risorse ulteriori, in particolare FER (programmabili e non), accumuli e UVAM;
- 2) Introdurre sessioni di mercato a termine con le quali approvvigionare/ vincolare prima dei mercati dell'energia la capacità necessaria a fornire determinati servizi, anche tramite remunerazione della availability (€/MW). In tale scenario che si è definito il Capacity Market, il mercato le cui regole di funzionamento sono definite nella Disciplina e nei relativi allegati approvata con Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019;
- 3) Introdurre contrattualizzazioni a lungo termine anche per i servizi ove necessario per stimolare gli investimenti. È in tale scenario che l'ARERA ha approvato a Giugno 2020 il progetto pilota relativo alla fornitura del servizio di Fast Reserve necessario al miglioramento della stabilità della frequenza di rete. L'asta, svolta a dicembre 2020, ha visto aggiudicare l'intero ammontare richiesto pari a 250 MW.

Tuttavia, il raggiungimento degli obiettivi di policy da parte dell'Italia necessita un lavoro congiunto e coordinato dei principali stakeholders, per poter giungere ad una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano. In questo quadro, Terna e Snam in accordo a quanto richiesto da ARERA con le deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/ gas, hanno elaborato congiuntamente gli scenari energetici per i rispettivi Piani di Sviluppo, in analogia al processo europeo.

Si segnala, inoltre, il rinnovo del Memorandum of Understanding tra Terna e Snam, finalizzato ad individuare, definire e realizzare iniziative comuni, anche condividendo i rispettivi know how e best practice, con l'obiettivo di rafforzare ulteriormente l'impegno come protagonisti della transizione ecologica in atto.

Nello specifico, l'accordo mirato alla valorizzazione delle potenziali sinergie tra il sistema gas e il sistema elettrico si articola su tre aree di interesse:

- Centrali 'dual fuel', nell'ambito del quale Snam prevede la conversione delle proprie centrali di compressione e stoccaggio in centrali ibride (o dual fuel), con rilevanti benefici ambientali in ottica di riduzione delle emissioni di CO₂ per il sistema Paese e di sviluppo di nuove risorse di flessibilità per il sistema elettrico;
- Ricerca e sviluppo, in cui si svilupperanno iniziative connesse al cosiddetto "sector coupling" per identificare nuove tecnologie per la decarbonizzazione, con particolare riferimento alle dinamiche di flessibilità e alla integrazione delle fonti energetiche rinnovabili con focus sul power to gas e sulle sue applicazioni;

- Co-innovazione, per proseguire nella sperimentazione e sviluppo di iniziative innovative e soluzioni tecnologiche per la sostenibilità delle reti energetiche attraverso attività di monitoraggio delle infrastrutture con l'utilizzo di droni, satelliti-sensoristica IoT e per la sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente.

Focus sulle reti di trasporto

L'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti elettriche e del trasporto può essere visto sia al fine di garantire la trazione elettrica ferroviaria che come mezzo per rendere "invisibile" la rete elettrica, interrandola o integrandola nelle arterie stradali. Nell'arco del 2020 Terna ed RFI hanno definito dei criteri generali sugli schemi di connessione in RTN degli impianti AT di alimentazione dell'Alta Velocità AV. In particolare sono stati analizzati dal punto di vista dell'alimentazione della trazione ferroviaria due tipologie di impianti:

- sottostazioni elettriche SSE 3 kV c.c. (alta velocità) in cui avviene la conversione a 3 kV in c.c. mediante raddrizzatori a ponte di Graetz connessi a trasformatori trifasi;
- sottostazioni elettriche SSE 25 kV c.a. (altissima velocità) in cui avviene la trasformazione da 132 /150 kV c.a. verso tensione 2x25 kV c.a.

In generale i treni dedicati alla linea storica sono alimentati ad una tensione nominale in corrente continua di 3 kV dalle SSE 3 kV c.c., mentre il sistema 2x25 kV alimenta le tratte ferroviarie di Alta Velocità/ Alta Capacità (AV/AC) e prevede, per ciascun binario pari e dispari, una linea di contatto alimentata a 25 kV e un feeder alimentato a 25 kV in opposizione di fase.

Fermo restando l'applicazione del Codice di Rete, la sinergia con RFI ha fornito ulteriori indicazioni sul funzionamento del sistema di alimentazione della rete ferroviaria AV, e ha consentito di definire criteri condivisi di analisi e di formulazione degli schemi di connessione rilasciati da Terna in riferimento alle nuove richieste e/o modifiche dei punti di connessione e consegna della fornitura dalla RTN alle SSE.

Nell'ottica di tale sinergia si colloca anche il progetto, oggi in corso di realizzazione del Brenner Basistunnel che interessa Terna, Rete Ferroviaria Italiana (RFI) e Provincia autonoma di Bolzano. Questa intesa si è concretizzata in passato con un accordo siglato il 18 giugno 2018 tra il presidente altoatesino, Arno Kompatscher e gli amministratori delegati di RFI e Terna, e continua tuttora con un forte coinvolgimento del territorio.

I ruoli dei diversi attori coinvolti nel progetto sono:

- RFI, per gli interventi funzionali all'alimentazione delle infrastrutture ferroviarie di potenziamento del corridoio del Brennero;
- Terna, per gli interventi di sviluppo della connessione elettrica;
- Provincia Autonoma di Bolzano, per gli interventi territoriali emergenti in fase di concertazione ed autorizzazione.

L'architettura individuata per la connessione e l'alimentazione della rete 220 kV della trazione ferroviaria AV/AC consente di ridurre l'impatto sul territorio delle infrastrutture di rete e di ammodernare la rete in Trentino Alto Adige.

Il progetto si basa sulla volontà dei tre soggetti di procedere congiuntamente al rispetto degli impegni e all'implementazione delle opere di alimentazione dalla RTN delle infrastrutture ferroviarie di Alta Capacità/Alta Velocità lungo il corridoio tra Bolzano e Brennero, che:

- soddisfino le necessità della infrastruttura ferroviaria in modo sicuro ed efficiente;
- garantiscano le potenzialità per lo scambio energetico internazionale nell'ambito dell'unione energetica europea;
- soddisfino la sicurezza di approvvigionamento per i residenti e per l'economia locale;
- rendano possibile l'immissione in rete dell'energia prodotta da fonti rinnovabili in loco e allo stesso tempo rispettino le esigenze del territorio.

Nello stesso tempo sono state poste come prioritarie le esigenze della popolazione locale e dell'ambiente (*Figura 16*).

Infatti, il progetto renderà la rete di trasmissione nazionale più moderna e sicura in Alto Adige e apporterà significativi benefici per il territorio, sottolineando che anche in questo caso il confronto e la collaborazione tra aziende e istituzioni hanno dato vita a un importante progetto, in grado di creare valore per il territorio altoatesino e, in generale, per il Paese, consentendo un maggiore sfruttamento dell'energia rinnovabile di cui la regione è molto ricca.

FIGURA 16 *Esempio di intervento posto in essere*

PRIMA



DOPO



PRIMA



DOPO



Più in generale, l'integrazione delle linee elettriche di trasmissione nelle infrastrutture di trasporto ferroviario rappresenta già oggi un'opportunità per sfruttare le molteplici sinergie. Tale opportunità trova una concreta applicazione allorché le linee elettriche storicamente dedicate alla sola alimentazione della trazione elettrica sono state trasferite nel perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale a partire dal dicembre 2015.

I principali benefici derivanti da questa sinergia si possono individuare:

- nello sviluppo integrato della rete di trasmissione più efficiente e con un minor impatto sul territorio delle infrastrutture;
- nel miglioramento dell'espletamento dell'obbligo di connessione;
- nell'incremento della qualità e della sicurezza del servizio elettrico.

In tale prospettiva, alcuni degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti sono stati rivalutati, come rappresentato in *Figura 17*. Per questi motivi, ciascun intervento è stato esplicitato con l'obiettivo, denominato integrazione RFI, al fine di mappare in maniera efficace le azioni volte al raggiungimento della piena integrazione della rete ex-RFI.

In *Figura 18* si riporta un esempio concreto nel quale si evidenzia come la soluzione tecnica di un'esigenza elettrica viene soddisfatta attraverso l'utilizzo di asset ex-RFI (oggi Rete S.r.l.).



FIGURA 17 *Sviluppi Rete sinergici con Rete ex-RFI*

CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DESCRIZIONE
10 - P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	Sarà valutata l'opportunità di ottimizzare, attraverso la sinergia con la rete ex-RFI (ora di proprietà Terna), l'impatto dell'infrastruttura elettrica nell'area di Genova.
15 - P	Elettrodotto 132 kV "Imperia - S. Remo"	Per migliorare la sicurezza e l'affidabilità del servizio della rete 132 kV che alimenta la parte Ovest della costa ligure, è previsto il rinforzo dell'esistente direttrice 132 kV tra gli impianti di Imperia e di S. Remo.
171-N	Nuova stazione 380 kV Greggio	È prevista la realizzazione di una nuova stazione 380 kV da collegare in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Rondissone-Turbigo, con contestuale adeguamento dell'esistente stazione 132 kV di Greggio. L'intervento proposto consentirà la risoluzione della derivazione rigida in prossimità dell'impianto e la realizzazione di una trasformazione 380/132 kV dedicata all'alimentazione della dorsale ferroviaria AV/AC, così da garantire adeguati margini di sicurezza e incremento della qualità del servizio.
245 - P	Direttrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS - Mori	Rimozione delle limitazioni sugli asset al fine di garantire una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.
246 - P	Direttrice 132 kV Opicina FS - Redipuglia	Intervento di rimozione delle limitazioni lungo la direttrice Opicina-Redipuglia.
249 - P	Stazione 220 kV S. Floriano	Al fine del superamento dei limiti legati al pieno sfruttamento della rete idroelettrica si rende necessario realizzare una nuova trasformazione 220/132 kV presso S. Floriano.
250 - P	Riassetto rete Caneva	Riassetto rete alta tensione e superamento delle derivazioni rigide presenti nell'aria.
251 - P	Stazione 132 kV Vipiteno	L'intervento consentirà il miglior sfruttamento degli asset esistenti e l'integrazione con la Rete Srl (ex RFI).
257 - P	Riassetto rete tra Castegnaro e Montegalda	L'intervento consente di integrare la rete acquisita da RFI dell'area di Padova, al fine di garantire sia maggiore interoperabilità con la RTN che migliorare alimentazione della CP DI Montegalda.
258 - P	Riassetto rete tra Abano e Monselice	Con l'ausilio di tale intervento di sviluppo si può garantire una maggiore sicurezza di esercizio della porzione di rete tra Abano e Monselice, ed al contempo una più efficiente integrazione degli asset acquisiti da RFI.
259 - P	Razionalizzazione rete AT Verona	Al fine di garantire un'alimentazione in sicurezza dei diversi nodi di carico dell'area e di ridurre l'impatto sul territorio della RTN, si considera una piena integrazione della rete 132 kV acquisita da RFI, funzionale ad una maggiore interoperabilità con la RTN, alla dismissione di elettrodotti aerei che permettono di liberare territorio e alla creazione di isole di esercizio.
260-N	Razionalizzazione Rete AT in Provincia di Venezia	La rete 132 kV tra i comuni di Quarto d'Altino e Portogruaro presenta un ridotto livello di magliatura. Pertanto, sono state studiate le seguenti opere di sviluppo per migliorare l'affidabilità del servizio elettrico nella rete in questione: • Realizzazione di raccordi in CP Quarto d'Altino all'elettrodotto 132 kV Spinea-Fossalta; • Realizzazione di raccordi in SE Fossalta all'elettrodotto 132 kV Musile-Salgareda; • Realizzazione di raccordi nelle CP Cessalto e Levada all'elettrodotto 132 kV Fossalta-Portogruaro.
302 - P	Elettrodotto 400 kV Colunga - Calenzano	Alla sezione 132 kV della nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra - esce la linea RTN 132 kV "Vaiano - Barberino" e la linea RTN 132 kV di proprietà ex-RFI "Calenzano - Suviana - der.Vaiano FS".
311 - P	Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS - Orbetello FS"	Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS-Manciano", saranno ricostruite le linee a 132 kV "Grosseto FS-Grosseto Sud", "Grosseto Sud-Montiano" e "Orbetello FS- Montiano", di proprietà ex-RFI.
314 - P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Assieme al nuovo assetto di rete si rende necessario realizzare un nuovo collegamento 132 kV tra la stazione di Avenza e l'impianto Massa ZI contestualmente agli interventi presso l'impianto di Avenza, oltreché interventi di rimozione limitazioni sulla porzione di rete ex-RFI tra Avenza - Massa ZI - Strettoia.
319 - P	Anello 132 kV Riccione - Rimini	Saranno superate, razionalizzando la porzione di rete ex-RFI nell'area, alcune criticità di esercizio e ambientali realizzando uno smistamento 132 kV e un riassetto 132 kV funzionale all'alimentazione della SE Riccione FS e delle CP Riccione e Riccione Mare.
320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, sarà connesso l'impianto di Reggio Nord in entra-esce all'elettrodotto 132 kV (ex-RFI) Villa Cadè FS - Rubiera FS mediante la realizzazione di due brevi raccordi.
321 - P	Rete area Forlì/Cesena	Sarà realizzata, sfruttando eventualmente gli asset già presenti nell'area, una direttrice 132 kV di adeguata capacità di trasporto fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola funzionale a una migliore alimentazione delle CP Capocolle, Cesena Ovest e Cesena Nord.
341 - P	Direttrice 132 kV Pontremoli FS - Borgotaro FS - Berceto FS	Interventi di rimozione delle limitazioni e magliatura della rete.
342 - P	Direttrice 132 kV Colunga - Beverara FS - Grizzana FS	Interventi finalizzata all'incremento della magliatura della rete e della resilienza del sistema elettrico.
345 - P	Stazione 380 kV Larderello	Stazione opportunamente raccordata alla rete 132 kV con l'obiettivo di garantire un migliore esercizio dello smistamento 132 kV Larderello ed una integrazione con gli impianti Rete Srl (ex RFI).

segue a pag. successiva

continua **FIGURA 17** *Sviluppi Rete sinergici con Rete ex-RFI*

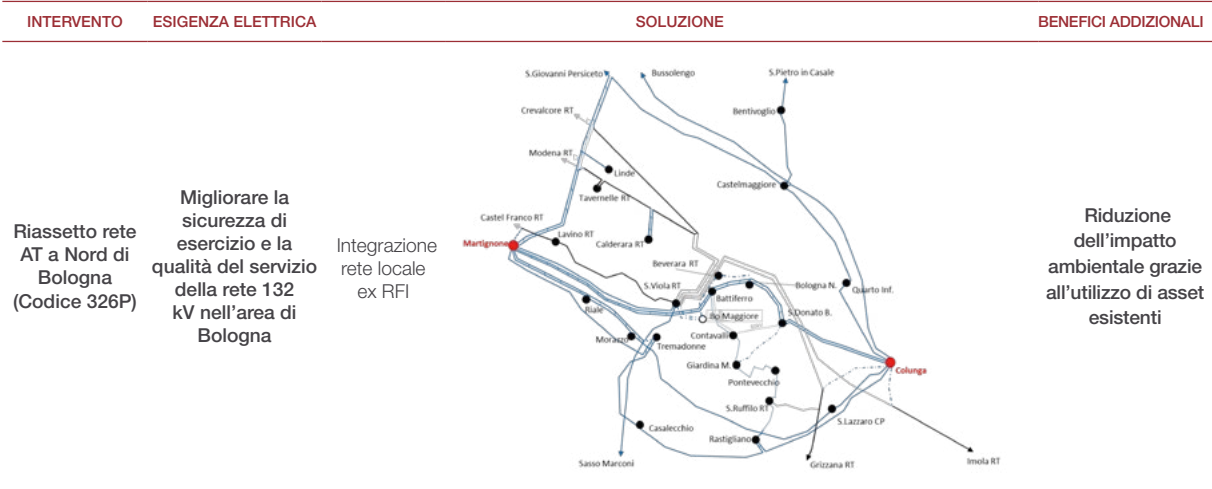
CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DESCRIZIONE
346 - P	Stazione 220 kV Colorno	Interventi di riassetto rete AT funzionali a incrementare la magliatura con la rete ex RFI e garantire un miglior assetto ad isole di esercizio.
348 - P	Razionalizzazione rete tra Parma e Piacenza	La rete acquisita da RFI tra i Comuni di Parma e Piacenza è utilizzata per fornire ulteriori vie di alimentazioni alle CP dell'area che possono risultare critiche in condizioni di alto carico.
353-N	Riassetto Rete per alimentazione AV 132 kV in Toscana	Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete e qualità nell'alimentazione dell'AV in Toscana saranno previsti interventi di riassetto della magliatura di rete. In particolare, si prevede: • il collegamento della SSE di Compiobbi in entra-esce alla linea 132 kV Incisa – Rifredi con la risoluzione dell'attuale connessione in derivazione rigida; • il riassetto delle linee 132 kV afferenti la SSE di Montallese; • un nuovo collegamento della SSE di Rigutino in entra-esce alla linea 132 kV Arezzo – Chiana. L'intervento proposto consentirà nel suo complesso il miglioramento dell'alimentazione della direttrice ferroviaria AV Firenze-Roma.
439 - P	Riassetto area Chiusi	Nuovo raccordo a 132 kV della CP Fabro in e-e all'elettrodotto «Orvieto - FS - Città della Pieve FS».
441 - P	Razionalizzazione rete AT Costa Marchigiana	L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete marchigiana a 132 kV, acquisita da RFI, al fine di migliorare l'affidabilità del servizio elettrico e al tempo stesso ottimizzare lo sfruttamento dei corridoi elettrici.
442 - P	Razionalizzazione rete AT S. Benedetto del Tronto	L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete marchigiana a 132 kV, acquisita da RFI, al fine di migliorare l'affidabilità del servizio elettrico e al tempo stesso ottimizzare lo sfruttamento dei corridoi elettrici. In tal modo, oltre a minimizzare l'impatto sul territorio, saranno individuate le migliori soluzioni di sviluppo per raggiungere una maggiore interoperabilità tra le reti.
443 - P	Razionalizzazione rete AT Appennino Umbro-Marchigiano	La soluzione di sviluppo individuata è caratterizzata da semplici e immediati interventi, ma al tempo stesso consente di ottenere notevoli benefici in termini di incremento dell'affidabilità del servizio elettrico e in termini di riduzione degli impatti territoriali.
549 - P	Razionalizzazione rete AT Golfo di Gioia Tauro	L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete in esame a 60 kV, acquisita da RFI, caratterizzate da infrastrutture vetuste che si estendono da Reggio Calabria fino a Battipaglia, alimentando le utenze del servizio ferroviario della direttrice tirrenica. La soluzione permetterà di ottimizzare il tracciato, incrementando la magliatura di rete e sfruttando la possibilità di dismettere - in funzione delle condizioni di sicurezza della RTN - le infrastrutture il cui utilizzo sarà superato dal nuovo intervento di sviluppo.
550 - P	Razionalizzazione Rete AT Golfo di Santa Eufemia	L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di brevi raccordi tra le stazioni RT di Vibo Marina, Vibo Pizzo ed Eccellente, previo riclassamento a 150 kV, e le attigue direttrici a 150 kV. Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove necessario, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.
551 - P	Nuovo elettrodotto 150 kV CP Foggia C. - Foggia RT	La soluzione di sviluppo individuata consente di ottenere notevoli benefici in termini di incremento dell'affidabilità del servizio elettrico e consiste nella realizzazione di una terza alimentazione indipendente che collegherà la CP di Foggia Città con SE Foggia RT al fine di minimizzare il rischio di Energia Non Fornita.
552 - P	Razionalizzazione rete AT tra Barletta e Bari	L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di un breve raccordo a 150 kV per connettere in entra-esce Molfetta RT all'elettrodotto CP Molfetta - Ciardone C.le.
553-N	Elettrodotto 380 kV area Nord Benevento	A tal proposito è previsto un nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE di Benevento III e una nuova SE 380 kV sull'elettrodotto Benevento II – Presenzano che, incrementando la magliatura di rete tra Sud e Centro Sud, costituirà una via alternativa al deflusso dell'energia da fonti rinnovabili tra l'area di Benevento e l'area della SE Presenzano. Infatti, la porzione di rete Benevento II e Benevento III è costituita da un solo elettrodotto 380 kV interessato da transiti considerevoli provenienti dall'area di Foggia e dalla Basilicata. Inoltre, tale intervento di sviluppo è complementare ed opererà in sinergia con gli altri previsti nell'area, ovvero gli elettrodotti 380 kV Aliano – Montecorvino e Montecorvino – Benevento, necessari per incrementare il limite di scambio tra Sud e Centro Sud in sicurezza.
559-N	Incremento magliatura 150 kV dorsale ferroviaria AV Roma - Napoli	Al fine di assicurare un miglior servizio ferroviario tra le regioni Campania e Lazio, l'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di nuovi raccordi 150 kV alle SE 380 kV di Roma Est e S. Maria Capua Vetere. Nella regione Lazio è prevista la realizzazione di un breve collegamento in cavo 150 kV tra la SE 380 kV di Roma Est e la SSE di Galliciano come riserva di alimentazione all'attuale collegamento Roma Est – Galliciano RT. Nella regione Campania è prevista la realizzazione di due nuovi raccordi in cavo 150 kV alla SE S. Maria Capua Vetere realizzando i collegamenti Vairano RT – S. Maria Capua Vetere e Marcanise TAV – S. Maria Capua Vetere (quest'ultimo collegamento come riserva di alimentazione all'attuale collegamento S. Maria Capua Vetere – Marcanise TAV).
612 - P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Sono previsti gli interventi necessari al superamento degli attuali vincoli presenti sugli elettrodotti a 150 kV compresi tra le reti afferenti alle SE di Sorgente e Misterbianco, valutando anche la possibilità di sfruttare sinergicamente la rete ex-RFI.
623 - P	Elettrodotto 150 kV CP Lentini - SSE Lentini FS	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la CP Lentini e la SSE Lentini FS.

segue a pag. successiva

continua **FIGURA 17** *Sviluppi Rete sinergici con Rete ex-RFI*

CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DESCRIZIONE
624 - P	Elettrodotto 150 kV CP Siracusa Est - SSE Siracusa FS	Nuovo raccordo a 150 kV dell'elettrodotto CP Siracusa Est - CP Siracusa 1 alla SSE Siracusa FS.
625 - P	Razionalizzazione rete AT area Caltanissetta	Al fine di integrare la rete acquisita da RFI con la RTN ed incrementare la magliatura di rete dell'area di Caltanissetta, garantendo al contempo una seconda alimentazione alla SE Caltanissetta RT, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento di Caltanissetta RT in e-e all'elettrodotto 150 kV Caltanissetta SE - Marianopoli SE. Contestualmente, è prevista la dismissione dell'elettrodotto 150 kV S. Caterina - Caltanissetta RT.
626 - P	Nuovo elettrodotto 150 kV Valledlunga RT - SE Cammarata	Al fine di aumentare la magliatura di rete dell'area, riducendo il rischio di Energia Non Fornita e garantendo al contempo l'integrazione delle fonti FER, l'intervento prevede un nuovo elettrodotto 150 kV tra Valledlunga RT e la SE Cammarata (o eventuali impianti limitrofi). Questo intervento consentirà inoltre una migliore integrazione della rete, acquisita da RFI, con la RTN, garantendo un uso più efficiente degli asset esistenti e una migliore flessibilità di esercizio.
629-N	Razionalizzazione area di Cefalù	L'intervento consentirà di superare la rete ex RFI 150 kV sul versante tirrenico siciliano, al fine di migliorare l'affidabilità del servizio elettrico attraverso l'ottimizzazione e lo sfruttamento dei corridoi elettrici, portando alla minimizzazione dell'impatto sul territorio in un'area con spiccata vocazione turistica. La direttrice elettrica in esame, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN. La soluzione di sviluppo individuata è caratterizzata da semplici e immediati interventi, ma al tempo stesso consente di ottenere notevoli benefici in termini di incremento dell'affidabilità del servizio elettrico e in termini di riduzione degli impatti territoriali. La soluzione, infatti, consentirà di incrementare la magliatura di rete e di dismettere – nel rispetto delle condizioni di sicurezza della RTN - le infrastrutture non più necessarie.

FIGURA 18 *Riassetto rete AT a Nord di Bologna*



Per quanto riguarda lo sviluppo delle reti elettriche con l’ausilio delle arterie stradali un esempio concreto è rappresentato dal progetto, oggi in corso di realizzazione, di collegamento in corrente continua **interconnessione “Piemonte-Savoia”**. L’interconnessione elettrica ad alta tensione tra Piossasco (Italia) e Grand’Ile (Francia), denominata “Piemonte-Savoia”, prevede complessivamente una capacità di scambio sulla frontiera di 1.200 MW. L’interconnessione con la Francia è un’opera innovativa e unica al mondo per le soluzioni ingegneristiche adottate, in grado di coniugare sostenibilità e crescita come elementi chiave del piano di investimenti di Terna per il Paese. Con i suoi 190 chilometri, equamente distribuiti sul territorio italiano e quello francese, sarà tra i più lunghi elettrodotti in corrente continua al mondo in cavo, completamente integrato con il sistema infrastrutturale di trasporto, risultando quindi “invisibile”. Anche questo progetto conferma la sostenibilità come elemento cardine dell’azione di Terna a beneficio degli stakeholder, oltre ad essere coerente con la strategia di crescita volta a coniugare gli investimenti con gli obiettivi di massima sicurezza, minimo impatto ambientale e riduzione dei costi per il sistema. L’operazione rientra altresì nei principali filoni di finanziamento della Banca Europea degli Investimenti (BEI) nei campi energetici e ambientale.

Supporto alla mobilità elettrica

Per promuovere l'uso del vettore elettrico per la mobilità, è necessario introdurre misure concrete per superare le attuali barriere e ostacoli, così da far fronte all'inquinamento urbano in maniera efficace. L'unico modo per affrontare tale problema è infatti un maggior ricorso al vettore elettrico per la mobilità e per gli usi civili/residenziali (riscaldamento ambienti/acqua sanitaria con pompe di calore, cucine a induzione).

In questo senso, un presupposto fondamentale per l'adozione delle auto elettriche su larga scala è lo sviluppo dell'infrastruttura di rete per la ricarica dei veicoli elettrici, ed in particolare di quella fast e ultra-fast charge (>150 kW), garantendo così una capillarità adeguata a soddisfare le necessità del cliente. È dunque necessario considerare le seguenti direttrici strategiche prioritarie:

- ulteriore crescita dell'offerta di infrastruttura pubblica in tutti i territori, sia urbano che extraurbano;
- penetrazione della tecnologia fast e ultra-fast charge (>150 kW);
- adeguata copertura del territorio, specialmente in città minori e zone suburbane.

È quindi necessario identificare un piano ambizioso per lo sviluppo di infrastrutture di ricarica veloce, in grado di permettere un concreto superamento della mobilità tradizionale e di quella ibrida, orientando così le scelte dei consumatori verso una mobilità full electric.

In questo contesto, uno degli impatti dell'elettrificazione del settore dei trasporti è in particolare l'incremento della domanda dovuto alla ricarica dei veicoli elettrici. L'ARERA, con il documento di consultazione 201/2020/R/eel, ha a tal fine elencato i primi orientamenti sul Vehicle to Grid (V2G) alla luce delle disposizioni previste dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 30 gennaio 2020. La consultazione con tutti gli stakeholder interessati servirà a migliorare l'inserimento delle colonnine di ricarica dotate di tecnologia vehicle to grid nei progetti pilota relativi all'innovazione del dispacciamento elettrico e a porre le basi per la copertura, prevista dal decreto 30 gennaio 2020, dei costi aggiuntivi della tecnologia vehicle to grid (distinguendo il caso in cui sono possibili anche immissioni di energia dalla batteria del veicolo verso la rete - V2G - dal caso in cui ciò non è possibile).

L'ARERA, inoltre, provvederà a completare la definizione delle regole per la copertura dei costi della tecnologia *vehicle to grid* non appena il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) avrà individuato i requisiti tecnici minimi che dovranno avere i dispositivi e i misuratori installati presso il punto di connessione (anche quando integrati nelle infrastrutture di ricarica) per l'erogazione dei servizi ancillari.

Le tecnologie V2G e G2V (vehicle-to-grid e grid-to vehicle¹¹) hanno infatti la possibilità di partecipare al MSD essendo questi equiparabili a sistemi di accumulo. Quando i singoli veicoli o le flotte di mezzi pubblici e privati sono fermi, le batterie possono essere ricaricate in modo flessibile o utilizzate per immettere energia in rete, garantendo così una migliore gestione dei picchi di domanda di energia elettrica (load shifting e peak shaving) e una maggiore integrazione di energia prodotta da fonti rinnovabili.

La connessione dei veicoli alle infrastrutture di ricarica creerà quindi una richiesta di extra potenza alla rete in alcune ore della giornata. A dicembre 2020 in Italia la e-Mobility (Veicoli Elettrici a Batteria, BEV, e Auto Ibride Elettriche Plug-in, PHEV) è costituita da circa 99.000 auto elettriche (+59.875 rispetto al parco esistente al 2019) con un impressionante aumento complessivo di circa il 250% rispetto all'immatricolato del 2019 (pari a circa 17.000 unità) spinto dall'effetto combinato degli incentivi statali (ecobonus) e dall'incremento dell'offerta dei modelli elettrificati disponibili. Il dato di crescita è molto positivo sia di per sé, che se confrontato con il trend yoy delle immatricolazioni complessive di autovetture (-34%) impattato dall'emergenza Covid-19. Considerando il forte aumento dei veicoli elettrici ipotizzato negli scenari previsionali al 2030 (circa 6 milioni di VE), l'impatto sulla domanda prevista, sebbene consistente, dovrebbe essere relativamente contenuto e pari in termini assoluti in circa 10 TWh. Invece, la stima dell'impatto dei VE sulla domanda al 2030 in termini di potenza di picco può risultare estremamente variabile a causa di numerosi parametri che non dipendono solo dalle dimensioni del parco veicolare ma anche dalla distribuzione dei punti e dalle modalità di ricarica. A dicembre 2020 risultano installati in Italia circa 19.000 punti di ricarica pubblici e privati ad uso pubblico con una previsione al 2030 di oltre 100.000 PdR, con circa il 70% di questi con potenze inferiori ai 22 kW (Slow e Quick Charge). Per quanto riguarda invece i punti di ricarica privata (rappresentata prevalentemente da wallbox con potenza nominale inferiore rispetto alle charging stations pubbliche), ad oggi ne sono stimati qualche decina di migliaia con una previsione di diffusione al 2030 di tale tecnologia molto importante (circa 2-3 Mln di PdR).

¹¹ V2G= scambio bidirezionale con la rete (immissione e prelievo); G2V (o V1G)= scambio monodirezionale con la rete (solo prelievo).

Inoltre, la crescita attesa delle FER e le previsioni di domanda elettrica nei prossimi anni, potrebbe causare un indebolimento dei parametri di sicurezza del sistema a causa della mancanza di risorse con elevate prestazioni dinamiche e in grado di rispondere velocemente ad esigenze di variazioni di tensione e di frequenza. La mobilità elettrica potrebbe rappresentare quindi un poderoso game changer e una forma importante di flessibilità del sistema, di conseguenza, ad esempio se opportunamente coordinata con la fonte rinnovabile, potrebbe offrire un'importante risorsa per la rete in termini di accumulo di energia. La gestione intelligente delle ricariche (smart charging) e applicazioni V2G potrebbero consentire, quindi, alle vetture elettriche di supportare la gestione della rete elettrica, fornendo servizi volti a soddisfare le esigenze di flessibilità del sistema. In questo caso, il veicolo non si ricarica una volta connesso alla charging station, bensì risponde a esigenze correlate allo stato del sistema elettrico. Tali esigenze potranno far riferimento a segnali di prezzo dell'energia di tipo real time pricing (il prezzo varia in funzione delle condizioni del sistema elettrico), o ad algoritmi intelligenti di gestione dell'infrastruttura di ricarica governati da nuovi attori che parteciperanno al Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), aggregando veicoli elettrici insieme ad altre risorse per fornire servizi di rete al TSO. La capacità fornita dalle auto elettriche contribuirà quindi a stabilizzare la rete e, al contempo, a ridurre il costo complessivo di esercizio della vettura stessa, grazie al beneficio economico derivante dai servizi forniti proprio alla rete elettrica. La normativa vigente prevede infatti, ad oggi, la costituzione di aggregatori, ovvero di operatori che stipulano contratti con i consumatori finali, per consolidare una capacità di produzione e consumo complessiva minima che consenta di accedere al MSD. A quel punto ogni consumatore, all'interno dell'aggregatore di riferimento, diventerà un compratore/venditore di energia con il risultato finale di ridurre la sua bolletta complessiva.

È tuttavia indispensabile provvedere ad una strategia organica di sviluppo che sia accompagnata da adeguati interventi a livello di rete di trasmissione e distribuzione. Lo sviluppo di una rete di trasmissione nazionale sempre più magliata può infatti fungere da volano oltre che da fattore abilitante alla diffusione delle infrastrutture di ricarica, ma è necessario condividere approcci in cui le tecnologie dei sistemi di ricarica e a bordo auto consentano in modo semplice e trasparente all'utente di fornire servizi di flessibilità nel mercato dei servizi di dispacciamento.

In questo contesto è stato sviluppato da Terna l'E-mobility Lab. L'innovativo laboratorio tecnologico sorto nella sede Terna di Torino, consentirà di sperimentare prestazioni e capacità delle vetture elettriche nell'erogare servizi a supporto della flessibilità e stabilizzazione della rete elettrica, nonché la loro interazione sia monodirezionale che bidirezionale con la rete attraverso un'infrastruttura di ricarica dedicata.

Focus sulle reti di telecomunicazione

In un contesto in cui aumenta da un lato la complessità del sistema che deve essere correttamente interpretato e dall'altro l'opportunità di avere accesso a nuove informazioni per gestire in modo più efficiente ed efficace l'infrastruttura di rete, la raccolta dei dati diventa un tema chiave. A tale scopo, è fondamentale la costruzione di un sistema di raccolta dei dati distribuito sul territorio, basato su nuove tecnologie in grado di catturare informazioni che, una volta elaborate, consentono di far evolvere le attività di gestione del sistema elettrico.

In particolare è possibile distinguere due macro-tipologie di dati utili per il sistema elettrico: dati per la gestione del crescente numero di risorse di generazione, consumo e storage (anagrafica, misure real-time e non real-time, ...) e dati per la gestione degli asset di rete (parametri elettrici, stato dei componenti della rete, dati diagnostici quali temperature, irraggiamento, vibrazioni, velocità del vento,...). Con riferimento al primo cluster dei dati per la gestione delle risorse di generazione, consumo e storage, emerge l'urgenza di ampliare il perimetro dei dati monitorati, in particolare per le risorse connesse sulle reti di distribuzione, per abilitarle a una gamma di servizi e opportunità. In tal senso, fondamentale sarà l'installazione di smart meter di nuova generazione. Per quanto concerne il secondo cluster relativo ai dati per la gestione degli asset di rete, la tecnologia oggi permette l'accesso a nuove informazioni sullo stato operativo della rete. A tal proposito, Terna ha avviato una serie di progetti per la realizzazione di un'infrastruttura di raccolta dati distribuita sulla RTN, a supporto della gestione degli asset e del sistema elettrico, ad esempio tramite l'installazione, sui sostegni, di sensori di monitoraggio e raccolta dati di diversa natura.

Il ruolo della sensoristica nello sviluppo di una infrastruttura IoT è fondamentale, poiché tale infrastruttura dipende quasi completamente dai sensori, dalle informazioni che raccolgono e dai dati che producono. Risulta pertanto fondamentale promuovere progetti di innovazione che permettano di migliorare la qualità del dato, che è una condizione basilare per un monitoraggio efficace e per l'estrazione di insights sul comportamento del sistema.

La necessità di gestire la crescente mole di dati provenienti dai sensori sul territorio con adeguate caratteristiche di affidabilità e velocità determina l'esigenza di sviluppare soluzioni di connettività idonee.

A tal fine, Terna ha avviato un piano di posa di fibra ottica per estendere la copertura e riprogettare la rete ottica esistente. I principali obiettivi del piano di posa sono da un lato quello di raggiungere tutte le stazioni elettriche e le cabine primarie, dall'altro quello di garantire una adeguata ridondanza delle vie principali (cd. *Backbone*) e incrementare la sicurezza della trasmissione delle informazioni.

FIGURA 19 *Infrastruttura Terna in fibra ottica*



I dati raccolti e trasmessi devono successivamente essere adeguatamente standardizzati, immagazzinati e gestiti a livello centrale, al fine di essere poi correttamente elaborati per l'utilizzo. Ad oggi i dati per la gestione delle risorse di generazione, consumo e storage risiedono su piattaforme gestite da diversi soggetti operanti nel settore elettrico. Ad esempio, Terna gestisce l'anagrafica di tutti gli impianti di generazione tramite il sistema GAUDÌ e le misure degli impianti di generazione e consumo sulla rete AT, l'Acquirente Unico raccoglie, tramite il portale SII (Sistema Informativo Integrato), i dati relativi agli impianti di consumo su tutta la rete, i singoli DSO gestiscono le misure di generazione degli impianti connessi alle loro reti. La crescente complessità del sistema elettrico comporta la necessità di centralizzare tutti i dati relativi alle risorse di generazione, consumo e storage su un'unica piattaforma, accessibile a tutti gli stakeholder ognuno per la propria competenza.

Per sfruttare appieno il patrimonio di dati raccolti, trasmessi e immagazzinati è infine necessario poter contare su strumenti complessi di elaborazione ed analisi massiva. Con il crescere dei dati a disposizione, emerge infatti anche la necessità di analizzarli, classificarli, e soprattutto utilizzarli in maniera consapevole.

Le nuove tecnologie di elaborazione e analisi dei dati (ad esempio Advanced Analytics), usufruendo di particolari tipologie/classi di algoritmi, trovano applicazioni fondamentali nei processi di gestione delle risorse di generazione, consumo e storage e degli asset di rete. Esempi di applicazioni sul primo cluster sono il forecasting di generazione e consumo, il miglioramento delle applicazioni real time per la gestione del sistema elettrico, il miglioramento delle analisi ex-post del comportamento del sistema; esempi di applicazione sul secondo cluster sono la manutenzione predittiva degli asset, il miglioramento delle azioni di mitigazione e gestione delle emergenze a seguito di disservizi.

In questo contesto sono stati sottoscritti due protocolli d'intesa. Il primo con la Regione Sicilia e Cassa Depositi e Prestiti nel quale, tra le altre cose, sono previsti interventi tecnologicamente innovativi di sorveglianza e monitoraggio del territorio e della rete elettrica. Per aumentare la sicurezza del servizio elettrico, Terna metterà in atto interventi di manutenzione predittiva impiegando le nuove tecnologie oggi disponibili.

In particolare, Terna installerà opportuni sensori in punti strategici delle proprie linee elettriche che, combinati con altre tecniche di monitoraggio, quali satelliti e droni, renderanno disponibili un numero tale di dati e informazioni sullo stato di salute degli elettrodotti e del territorio adiacente che consentiranno il loro mantenimento in efficienza e sicurezza e potranno contribuire alla gestione ottimale del territorio. Il secondo protocollo d'intesa, sottoscritto con la Regione del Veneto, prevede invece di mettere a disposizione dell'amministrazione e dei cittadini veneti la tecnologia sviluppata in questi anni da Terna con il progetto innovativo "IOT 4 The Grid" finalizzato a monitorare e prevenire i fenomeni che si verificano sul territorio, contribuendo alla sua sostenibilità economica, sociale e ambientale. Tecnicamente il progetto consiste nell'installazione, sui sostegni di alcune linee elettriche, di sensori in grado di rilevare una serie di dati essenziali per il mantenimento delle infrastrutture in condizioni di piena efficienza e funzionalità. Tali sensori, strumenti di dimensioni estremamente ridotte in grado di misurare, ad esempio, parametri meccanici, elettrici e meteo, inviano poi i dati cifrati ad un apparato di digitalizzazione (IoT box) a cui sono collegati, che ha il compito di raccogliergli, decifrarli e trasferirli ai centri computazionali. I dati vengono poi elaborati per estrarre informazioni utili da rappresentare in forma di sintesi su delle vere e proprie dashboard di monitoraggio. Le IoT box vengono alimentate da un sistema di alimentazione composto da piccoli pannelli fotovoltaici, da batterie ed in casi residuali da micro-generatori eolici.

Questo progetto permetterà da un lato di efficientare la manutenzione, gestire i flussi, limitare i disservizi e incrementare la sicurezza della rete, dall'altro di tenere sotto controllo le aree soggette a frane e smottamenti, rilevare tempestivamente il verificarsi di eventi meteo avversi che potrebbero provocare danni al territorio e aumentare la resilienza complessiva dell'infrastruttura.

Al fine di mitigare opportunamente gli effetti di tali fenomeni è quindi indispensabile garantire ai gestori di rete, e in primo luogo al gestore della rete di trasmissione nazionale (che ha la responsabilità della sicurezza del sistema elettrico) la disponibilità di informazioni tempestive ed affidabili su un crescente numero di oggetti connessi al Sistema Elettrico ed in grado di influenzarne il comportamento.

Focus resilienza

L'ARERA con la Determinazione 7 marzo 2017 n. 2/2017 ha approvato le "Linee guida per la presentazione dei piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico", a cui hanno fatto seguito i diversi programmi di Terna e dei distributori italiani. In tale documento si fa riferimento ai principali fattori critici che Terna e i Distributori devono prendere a riferimento e che motivano interventi mirati ad incrementare la resilienza dei rispettivi sistemi elettrici. L'esperienza di questi ultimi venti anni ha mostrato infatti come, in caso di calamità o di eventi particolarmente avversi, più sistemi di infrastrutture, tra cui anche il sistema elettrico, possono essere contemporaneamente coinvolti con necessità di coordinamenti generali e maggiori difficoltà di ripresa non imputabili ad un singolo gestore di questo o di quel sistema. Ancora, molto spesso si sono verificati simultaneamente più eventi negativi che hanno provocato effetti diversi sui singoli sotto-insiemi, più o meno vulnerabili ad una serie molto diversificata di fattori critici (terremoti ed inaccessibilità delle aree, eccessivo caldo e mancanza di pioggia, avversità meteorologiche invernali, vento forte, etc.).

Lo specifico coordinamento tra Terna e i DSO sulla resilienza è fondamentale sia in fase di pianificazione del Sistema Elettrico, sia durante la fase operativa di emergenza e richiede la condivisione preliminare di approcci metodologici e di informazioni che sono utili per evitare interventi subottimali sulle reti o interventi poco efficaci se non accompagnati da interventi sulla rete dell'altro operatore.

A tale scopo, Terna e le imprese distributrici con più di 50.000 utenti hanno avviato una collaborazione al fine di garantire la massima efficacia ed efficienza degli interventi di sviluppo della rete e al fine di migliorare la resilienza dell'intero sistema elettrico.

In particolare, dopo che le imprese distributrici avranno verificato gli interventi sulle reti di distribuzione, Terna analizzerà in maniera sistemica ed integrata tali informazioni con quelle inerenti agli interventi a sua volta identificati sulla rete AT. Qualora il rischio potrà essere ridotto sia da interventi sulla rete di trasmissione che da quelli previsti sulla rete di distribuzione, Terna e l'impresa distributtrice interessata si coordineranno al fine di stabilire se gli interventi dovranno essere effettuati solo sulla rete Alta Tensione (AT), solo sulla rete Media Tensione (MT) o su entrambe le reti.

Infine, ad ulteriore testimonianza dell'importanza della collaborazione sinergica in tale ambito, Terna partecipa insieme a RSE e ai distributori al Tavolo di Lavoro CEI CT 8/123 volto all'armonizzazione delle metodologie di valutazione della resilienza sviluppate dai diversi distributori sulle varie potenziali minacce.

Nel successivo paragrafo 1.6.2 (Resilienza 2.0) viene descritto il processo che ha portato alla definizione della nuova metodologia per il calcolo del beneficio per l'incremento della resilienza, allegato A76 al Codice di Rete, che è stata posta in consultazione ai sensi della delibera 64/2021/R/eel e che supererà la precedente metodologia utilizzata nei Piani di Sviluppo 2018-2020. Gli aspetti caratterizzanti la nuova metodologia per il calcolo del beneficio per l'incremento della resilienza della RTN, i parametri di riferimento per l'applicazione della stessa e la descrizione dei relativi interventi (tra cui quelli preventivi di tipo infrastrutturale), sono descritti nel Piano per la Resilienza che è parte integrante del Piano di Sicurezza.

Driver di Piano

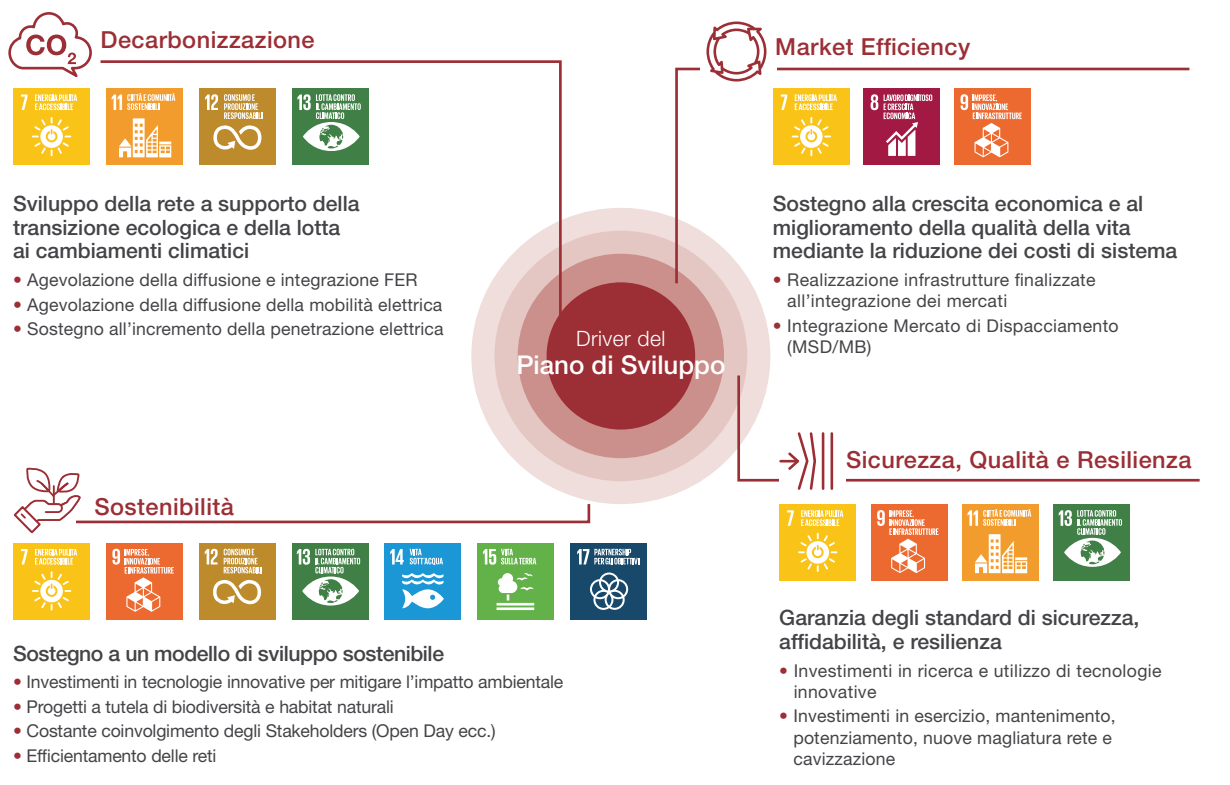
1.5

Lo sviluppo della rete rappresenta uno dei principali fattori abilitanti del processo, complesso e sfidante, di transizione verso il sistema energetico futuro. Il Piano di Sviluppo di Terna ha come obiettivo quello di disegnare la rete di domani e per far ciò sono stati individuati quattro driver:

- **Decarbonizzazione:** la transizione del sistema elettrico verso la completa decarbonizzazione richiede di attivare tutte le leve necessarie per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile per la riduzione delle emissioni in un'ottica di lungo periodo;
- **Market efficiency:** il processo di transizione ecologica richiede specifiche leve di azione abilitanti tra i quali l'adozione di nuovi modelli di mercato;
- **Sicurezza, qualità e resilienza:** garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, la qualità del servizio e creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte ad eventi critici esterni al sistema stesso;
- **Sostenibilità:** tale driver riveste un ruolo trasversale in considerazione della sua importanza nel processo di transizione ecologica in atto, al fine di creare valore per il Paese abilitando una generazione elettrica più sostenibile ed efficiente, che possa allo stesso tempo contenere gli oneri per gli utenti, garantire un servizio di qualità ai cittadini e minimizzare gli impatti sul territorio.

Nell'ottica dello sviluppo sostenibile Terna allinea i driver di Piano alla sfida dell'Agenda 2030 dell'ONU, declinata nei 17 SDGs (Sustainable Development Goals) (Figura 20).

FIGURA 20 I driver del Piano di Sviluppo



Le linee guida per il Piano di Sviluppo 2021 sono state declinate ulteriormente in:

- Prioritizzazione opere attraverso la riorganizzazione del mix delle stesse e una focalizzazione su quelle ad alta utilità elettrica in grado di garantire il massimo beneficio al Paese, per sostenere una ripartenza economica e sociale dopo gli impatti negativi derivanti in larga parte dagli effetti della pandemia da Covid-19;
- Attenzione al territorio attraverso il supporto allo sviluppo delle aree metropolitane ed al processo di elettrificazione dei consumi (incluso e-mobility);
- Esercizio della rete e risoluzione delle criticità con l'individuazione e lo sviluppo di interventi a supporto della qualità del servizio e dell'incremento della resilienza del sistema elettrico;
- Sostenibilità ambientale a tutela del territorio e per abilitare l'integrazione e la connessione delle nuove FER.

DECARBONIZZAZIONE

La decarbonizzazione è un driver importantissimo da perseguire con determinazione. In tal senso, lo sviluppo del vettore elettrico rappresenta uno strumento fondamentale per rendere più efficienti i consumi energetici: usare più elettricità per consumare meno energia.

Il Piano di Sviluppo di Terna favorisce azioni che convergono verso l'obiettivo comune della decarbonizzazione. Nello specifico:

- **sviluppare ulteriormente la capacità produttiva da fonti rinnovabili:** già conseguiti gli obiettivi al 2020, quelli al 2030 richiedono un ulteriore sforzo per il settore elettrico italiano, che già oggi vede le rinnovabili offrire circa un terzo dell'elettricità prodotta. Tale sforzo si traduce nello stimolare ulteriormente la crescita delle rinnovabili, supportata dallo sviluppo di adeguate infrastrutture di rete che ne favoriscano la progressiva e completa integrazione. Anche nuovi meccanismi regolatori, nel medio e lungo termine (come il Decreto FER 1 pubblicato nel 2019 e quello sulle FER 2 in fase di pubblicazione), potranno favorire gli investimenti nel settore. Nel concreto, l'ottimale utilizzo di siti particolarmente idonei alla produzione da FER, anche attraverso iniziative di repowering, la progressiva diffusione di produzione rinnovabile distribuita e di piccola taglia, la semplificazione e l'accelerazione degli iter autorizzativi degli impianti FER e delle relative soluzioni di connessione alla rete, nonché l'abilitazione delle unità di produzione da FER alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, saranno tra le leve fondamentali per proseguire nella direzione di uno sviluppo massivo della produzione da FER. Va in questa direzione la pubblicazione del "Decreto Semplificazioni" (Legge 11 settembre 2020, n. 120, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76) **entrato in vigore il 16 settembre 2020** per il quale:
 - sono stati ammessi agli incentivi anche gli impianti fotovoltaici da realizzarsi su cave o discariche dismesse a prescindere dalla destinazione d'uso;
 - sono state introdotte alcune semplificazioni autorizzative, anche riguardanti gli aspetti ambientali e paesaggistici, per il revamping/repowering degli impianti FER;
 - sono state infine individuate procedure autorizzative per i sistemi di accumulo e semplificate quelle per i punti e stazioni di ricarica dei veicoli elettrici.
- **promuovere l'efficienza energetica:** la via dell'efficienza energetica passa sicuramente per un accorto sviluppo della rete di trasmissione, volto a ridurre le perdite di esercizio. Lo sviluppo delle reti elettriche è inoltre cruciale per favorire la diffusione di cicli industriali a recupero di energia e la penetrazione elettrica nella filiera produttiva e la mobilità elettrica, sia sul fronte del trasporto pubblico che privato. La rete elettrica rappresenta infatti l'infrastruttura abilitante allo sviluppo massivo dei veicoli elettrici. Lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione è quindi anche volto a rispondere al previsto incremento della richiesta della domanda elettrica nei centri urbani, a fronte della diffusione di infrastrutture di ricarica sempre più numerose e performanti. Per favorire lo sviluppo delle rinnovabili e raggiungere gli obiettivi previsti nel PNIEC al 2030 occorrerebbero anche ulteriori azioni di sistema, in particolare:
 - in termini di pianificazione sarebbe necessario confermare l'attuale meccanismo di aste al ribasso, aumentandone i contingenti ed estendendone la durata temporale della programmazione. Occorrerebbe inoltre dare la possibilità di partecipare alle nuove aste anche al fotovoltaico su Superficie Agricola Non Utilizzata;
 - le aste dovrebbero essere realizzate per zone di mercato per indirizzare lo sviluppo delle rinnovabili coerentemente con le potenzialità delle reti elettriche. In tal modo si garantirebbe la fattibilità tecnica a priori del piano di sviluppo delle rinnovabili e la minimizzazione dei costi complessivi di sistema per il raggiungimento dei target di policy.

MARKET EFFICIENCY

La concessione e gli obiettivi nazionali ed Europei fissano la necessità di garantire ed incrementare l'efficienza del sistema elettrico di trasmissione attraverso interventi finalizzati all'integrazione dei mercati, incrementando la capacità di scambio tra le sezioni critiche di rete e con i paesi esteri. In particolare, assicurare un adeguato scambio di energia tra zone e paesi con

differenziali di prezzo garantisce l'utilizzo di capacità efficiente (anche rinnovabile) per la copertura del fabbisogno, riducendo tendenzialmente il costo dell'energia per il consumatore finale.

Se da un lato la Commissione Europea ha pubblicato a novembre 2017 il Rapporto sull'interconnessione elettrica per tradurre l'obiettivo di interconnessione del 15% al 2030 in obiettivi nazionali e regionali, dall'altro le indicazioni di prezzo e le congestioni alla frontiera ed a livello nazionale, forniscono chiare indicazioni sulla necessità di garantire un adeguato livello di capacità di scambio, investendo in progetti di trasmissione.

A livello nazionale l'ARERA, con la Deliberazione 884/2017/R/EEL del 22 Dicembre 2017 ad oggetto "Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione", relativo all'ambito della regolazione incentivante output-based, ha richiesto a Terna la predisposizione di un Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione nazionale, in via propedeutica al meccanismo disciplinato dalla successiva deliberazione 129/2018, finalizzato ad incentivare il Gestore della rete a realizzare capacità di trasporto addizionale utile al sistema¹².

La capacità obiettivo (o Target Capacity) è "la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali"; pertanto la capacità obiettivo finale tra due zone di mercato (sezioni) e con le frontiere (confini) si identifica con la capacità esistente incrementata della capacità di trasporto obiettivo addizionale.

FIGURA 21 Identificazione capacità addizionale ottimale

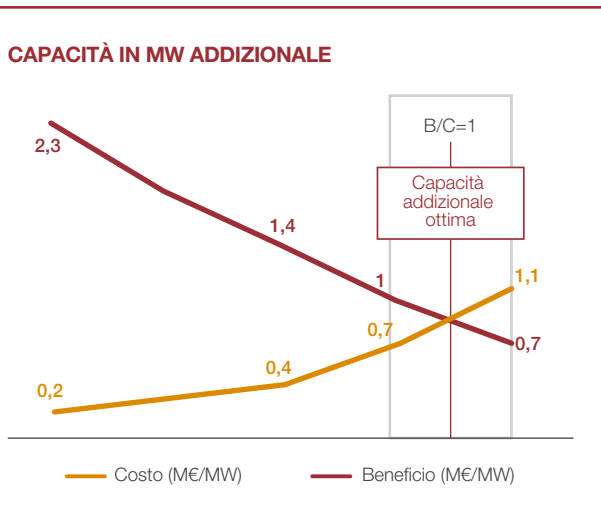


FIGURA 22 Valori di capacità di trasporto obiettivo finali riconosciuti dall'Autorità per l'accesso al meccanismo incentivante (edizione 2018)

SEZIONE/CONFINO	CAPACITÀ DI TRASPORTO DI PARTENZA (MW)	CAPACITÀ DI TRASPORTO OBIETTIVO (MW)	CAPACITÀ OBIETTIVO ADDIZIONALE (MW)
Confine Nord-IT	7.705	11.805	4.100
Confine Est-IT	1.230	1.530	300
Sezione ITn-ITcn	4.000	4.500	500
Sezione ITcn-ITn	1.300	1.800	500
Sezione ITcs-ITcn	2.700	3.800	1.100
Sezione ITs-ITcs	4.600	5.500	900
Sezione ITcn-ITsar	0	500	500
Sezione ITsar-ITcn	0	500	500
Sezione ITsar-ITcs	900	1.300	400
Sezione ITcs-ITsar	720	1.120	400

La metodologia prevede la determinazione della curva di costo e di beneficio marginale al crescere della capacità di trasporto delle singole sezioni/confini. Il punto di intersezione delle due curve citate rappresenta l'area dove identificare la capacità obiettivo (Figura 22).

Con la Deliberazione 698/2018/R/EEL del 20 dicembre 2018 ad oggetto "Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell'output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale" l'ARERA si è espressa in merito al meccanismo di incentivazione output-based, riconoscendo le capacità di trasporto obiettivo con riferimento alla situazione "winter peak" (Figura 22).

Inoltre, la stessa delibera ha previsto che Terna predisponga una seconda edizione del documento "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo". La tempistica per la predisposizione della seconda edizione del rapporto è stata fissata con la deliberazione 436/2020/R/EEL del 3 novembre 2020 recante disposizioni in tema di "Misure straordinarie in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica in relazione all'emergenza epidemiologica covid-19 e disposizioni accessorie in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione". Nel corso del 2020 si sono tenute due consultazioni pubbliche con i soggetti interessati, con oggetto:

- la "Metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo", conclusa il 4 settembre;
- il "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo", conclusa il 24 novembre.

Le osservazioni emerse hanno contribuito alla definizione della seconda edizione del rapporto, contenente le migliori apportate alla metodologia ed i nuovi valori capacità di trasporto obiettivo con riferimento alla situazione "winter peak".

¹² Il Rapporto è stato pubblicato a dicembre 2018.

Per maggiori dettagli sulla nuova edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo si rimanda alle sezioni dedicate previste nel capitolo 4.

SICUREZZA, QUALITÀ E RESILIENZA

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.

Sicurezza

Si definisce sicurezza del sistema elettrico la capacità del sistema di resistere a modifiche dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso.

Convenzionalmente il sistema elettrico di trasmissione si definisce sicuro quando il suo corretto funzionamento è garantito anche a fronte del guasto di un singolo componente di rete ("criterio N-1"): in tale circostanza, il sistema deve permanere nello stato normale (ante guasto) oppure portarsi in uno stato di allerta che non presenta né violazioni dei limiti operativi fissati nel Codice di rete né disalimentazioni del carico.

Le condizioni di sicurezza possono essere assicurate, oltre che mediante la normale attività di esercizio e mantenimento della rete, anche attraverso un efficace potenziamento degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi.

Qualità

La qualità del servizio è la caratteristica di continuità e regolarità nel tempo dei valori della tensione e della frequenza dell'energia elettrica fornita.

La continuità di alimentazione va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, mentre la qualità del servizio considera le caratteristiche delle grandezze elettriche quali tensione e frequenza.

La qualità del servizio è misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti della rete direttamente connessi alla RTN.

Resilienza

La resilienza è la capacità di un sistema e dei suoi componenti di assorbire e resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta del sistema stesso e di riportarsi nello stato precedente in modo rapido ed efficiente, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle strutture e delle funzioni essenziali del sistema.

Gli eventi climatici eccezionali, sempre più frequenti ed intensi che hanno interessato negli ultimi decenni l'emisfero settentrionale, e in modo significativo l'Europa, evidenziano la necessità di avere sistemi sempre più resilienti. Nel successivo paragrafo 1.6.2 verrà trattato più dettagliatamente l'argomento.

SOSTENIBILITÀ

In un processo di transizione ecologica, lo sviluppo sostenibile trova una sua declinazione anche nella fase di pianificazione della rete divenendo essa stessa driver strategico nella creazione di valore per il Paese e abilitando in un prossimo futuro una generazione elettrica più sostenibile ed efficiente, che possa allo stesso tempo contenere gli oneri per gli utenti, garantire un servizio di qualità ai cittadini e minimizzare gli impatti sul territorio.

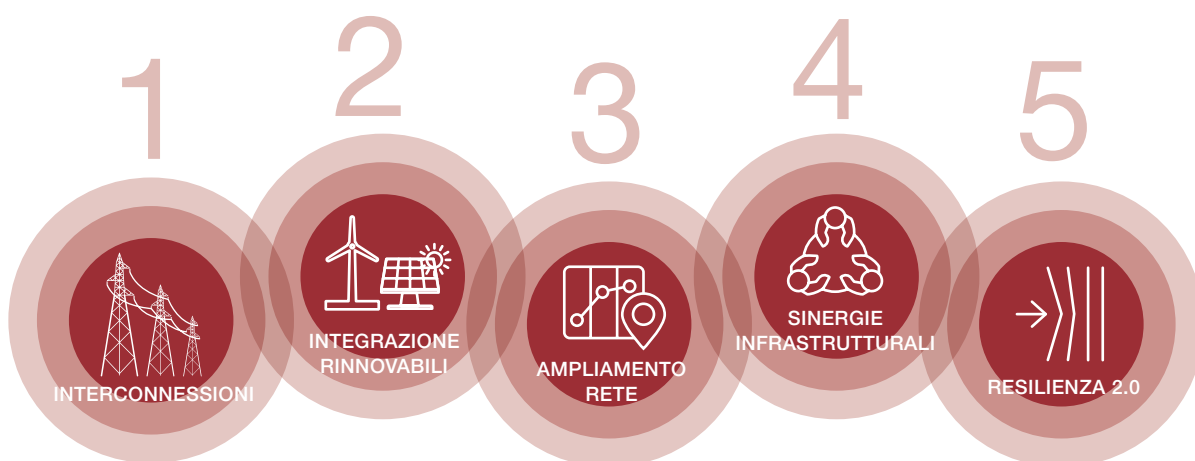
Nell'ottica dello sviluppo sostenibile Terna allinea i driver di Piano alla sfida dell'Agenda 2030 dell'ONU, declinata nei 17 SDGs, recependo nella sua pianificazione strategica l'obiettivo di un'economia de-carbonizzata attraverso una transizione ecologica basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture. Nel successivo paragrafo 1.7 verrà trattato più dettagliatamente l'argomento.

Linee di azione 1.6

Il Piano di Sviluppo rappresenta il principale strumento di attuazione del processo di trasformazione del sistema energetico.

In un momento in cui le variazioni del contesto energetico nazionale (incremento FER, decommissioning termoelettrico, cambiamenti climatici) causano già oggi - e in misura maggiore negli scenari prospettici - significativi impatti sulle attività di gestione del Sistema Elettrico, le principali linee guida individuate da Terna per affrontare le nuove sfide per supportare la transizione ecologica, pongono l'attenzione al territorio, all'esercizio della rete e alla sostenibilità ambientale declinando nelle principali linee di azione i suddetti principi cardine: (Figura 23).

FIGURA 23 **Linee di azione del Piano di Sviluppo 2021**



1.6.1 Sinergie infrastrutturali

Tra gli obiettivi che il Piano di Sviluppo 2021 si pone, sicuramente uno dei principali è una pianificazione sempre più sostenibile *per ridurre l'impatto delle infrastrutture sul territorio*.

In tale ottica sono stati previsti nuovi interventi finalizzati a razionalizzare la rete, con particolare attenzione alle aree metropolitane, alle aree industriali, caratterizzate da modifiche del contesto sociale e produttivo ed alle opportunità offerte dall'integrazione della rete ex RFI e delle linee a ridotto utilizzo. Gli elementi chiave nell'ambito dello sviluppo delle infrastrutture atte al raggiungimento di tale driver sono: l'attenzione ed ascolto delle esigenze del territorio e il mantenimento di un elevato standard di sicurezza e qualità del servizio di trasmissione.

Le principali linee di azione per poter favorire uno sviluppo di una rete sempre più integrata con il Territorio sono:

- particolare attenzione ai potenziamenti della rete per risolvere le criticità legate all'urbanizzazione, specie nelle aree Metropolitane;

- massimo impegno nell'identificare di soluzioni tecnicamente compatibili con la sicurezza, continuità e affidabilità del servizio elettrico tenendo conto delle esigenze del territorio;
- individuare le migliori soluzioni tecnologiche ed eventuali sviluppi di rete per migliorare l'affidabilità e l'integrazione della rete ex RFI e per creare sinergie con le infrastrutture gas, ferroviarie, autostradali e di telecomunicazione;
- razionalizzare la rete in sinergia con le richieste di incremento di potenza da parte di Utenti in consumo.

1.6.2 Resilienza 2.0

L'aumento della frequenza di eventi meteo catastrofici, registrato negli ultimi anni nel nostro paese e nel mondo, rende necessario l'incremento della capacità di reazione del sistema elettrico. Aumentare il livello di Resilienza del Sistema Elettrico italiano rappresenta una delle principali sfide della transizione ecologica. La crescente intensità e severità degli eventi meteorologici estremi strettamente connessa al surriscaldamento globale genera infatti, a cascata, una più alta probabilità di danni significativi per le infrastrutture del Paese, comprese quelle di trasmissione elettrica.

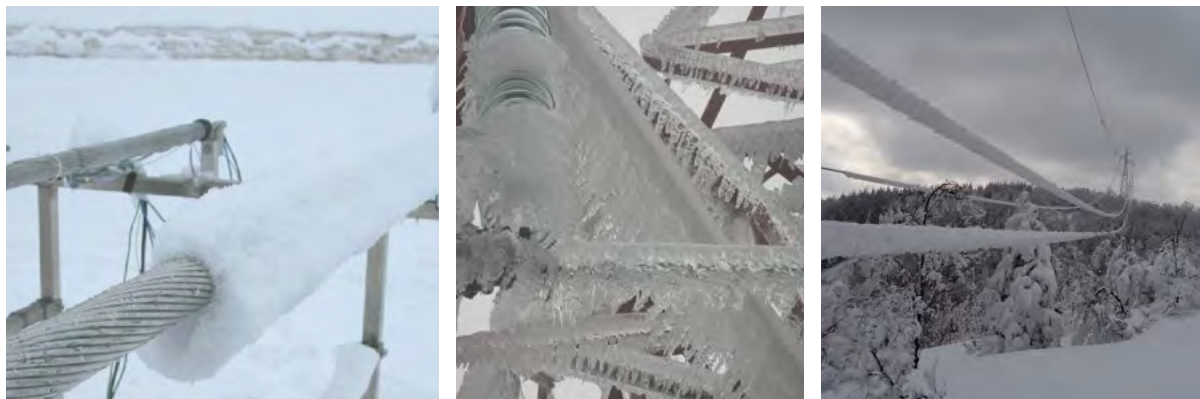
Lo sviluppo del concetto di resilienza nel settore elettrico è di natura nuova ed è ancora relativamente immatura in vari aspetti, come gli approcci comuni, metriche, processo decisionale in materia di investimenti, analisi intersettoriali, regolamentazione. Questo è evidenziato anche dal fatto che non esiste una definizione condivisa di Resilienza e solo ultimamente il Cigrè nel WG C4.47 - Power System Resilience ha posto le basi per una definizione comune di Resilienza nel settore elettrico: per Resilienza si intende la capacità del Sistema e dei suoi componenti di assorbire e resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta del sistema stesso e di riportarsi nello stato di funzionamento normale in modo rapido ed efficiente, eventualmente mediante interventi provvisori, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle strutture e delle funzioni essenziali del sistema.

La resilienza del Sistema Elettrico è un tema centrale nel nuovo scenario energetico/climatico nonché un'azione essenziale ed urgente per mitigare il rischio di disalimentazione. Per raggiungere tale obiettivo è necessario effettuare investimenti infrastrutturali mirati a prevenire e mitigare gli impatti sulla continuità del servizio elettrico e implementare modalità operative e strumenti per gestire l'emergenza e ripristinare le normali condizioni di funzionamento in tempi rapidi.

Le analisi degli eventi storici degli ultimi anni che hanno colpito la 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 la conseguenza della caduta delle piante. Ulteriori fattori, non meno critici, che determinano il fuori servizio della rete sono:

- alluvioni, smottamenti e frane che comportano il collasso dei sostegni o altri cedimenti strutturali;
- aumento di depositi inquinanti legati a periodi di lunga siccità (es. inquinamento salino) che causa l'aumento della probabilità di scarica superficiale.

FIGURA 24 *Manicotti di ghiaccio su conduttore e danni causati dalla neve/ghiaccio*



Fonte: Terna

Diventa pertanto necessario valutare dove i fenomeni si ripetono con maggiore frequenza in relazione alle infrastrutture di rete presenti sul territorio e intervenire con investimenti infrastrutturali mirati finalizzati alla prevenzione e alla mitigazione degli impatti sulla continuità del servizio di fornitura di energia elettrica. La rete elettrica deve essere in grado di resistere a sollecitazioni crescenti e, in caso di disservizi derivanti da eventi estremi, devono essere implementati interventi per gestire l'emergenza e ripristinare le normali condizioni di funzionamento in tempi rapidi.

A supporto della pianificazione degli interventi per la resilienza Terna sta a tal fine consolidando, con il supporto di RSE, una metodologia in grado di valutare gli interventi finalizzati all'incremento della resilienza della rete di trasmissione nazionale anche alla luce dell'aumentata frequenza degli eventi meteorologici particolarmente intensi dovuti al cambiamento climatico. La nuova metodologia è basata principalmente su tre pilastri:

- I. utilizzo di un approccio innovativo, modulabile e replicabile per eventi meteorologici di diversa natura, che, attraverso l'elaborazione di scenari climatici estremi, consente l'identificazione delle aree del territorio maggiormente esposte agli effetti di eventi meteorologici severi, associando ad essi la relativa probabilità di accadimento;
- II. utilizzo di un approccio di tipo ingegneristico per la stima della vulnerabilità dei diversi componenti delle linee elettriche a sollecitazioni dirette e indirette causate da eventi meteorologici severi, attraverso la determinazione di specifiche curve di vulnerabilità definite mediante l'utilizzo di parametri tecnico-orografici reali;
- III. utilizzo di un approccio probabilistico "N-k" per l'analisi dei disservizi multipli e simultanei prodotti da eventi meteorologici, al fine di poter quantificare la probabilità di accadimento di tali contingenze multiple e valutare il loro impatto sulla porzione del sistema elettrico esposta all'evento meteo severo.

Tale metodologia consentirà di identificare con estrema accuratezza le aree del territorio che, con maggiore probabilità, potranno essere colpite in futuro da fenomeni meteo avversi e valutare quindi il rischio a cui è soggetta la rete elettrica di trasmissione che insiste su tali aree.

Il processo consentirà di individuare i componenti della rete strutturalmente più deboli agli effetti degli eventi meteo avversi in modo da identificare puntualmente quegli interventi di natura preventiva che permetteranno di incrementare la robustezza dell'infrastruttura di trasporto e la resilienza delle porzioni di rete potenzialmente più critiche.

Tale metodologia supera la precedente metodologia utilizzata per l'analisi e la valorizzazione del beneficio dovuto all'incremento della resilienza (Beneficio B13) con riferimento all'analisi costi benefici applicata agli interventi contenuti nel Piano di Sviluppo decennale di Terna.

In tale contesto Terna ha avviato con l'ARERA un processo finalizzato a definire un quadro regolatorio abilitante per gli investimenti di resilienza nella rete di trasmissione elettrica. A febbraio 2021 l'ARERA ha perciò pubblicato la delibera 64/2021/R/eel con la quale richiede a Terna di effettuare una consultazione pubblica sulla nuova metodologia. La nuova metodologia per la definizione del beneficio per l'incremento della resilienza, allegato A76 al Codice di Rete, è stata posta in consultazione e supererà la precedente metodologia utilizzata nei Piani di Sviluppo 2018-2020. I risultati della consultazione dovranno essere inviati all'ARERA, insieme alla nuova metodologia, entro il 31 luglio 2021.

1.6.3 Ampliamento RTN

L'acquisizione di elementi di rete funzionali alla trasmissione, ad oggi nella disponibilità di terzi, è tra i fattori abilitanti di una gestione sempre più integrata per la sicurezza della rete elettrica nazionale.

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono principalmente finalizzati a:

- evitare casi che possano comportare difficoltà nelle attività di gestione, esercizio e manutenzione o situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete;
- risolvere quelle situazioni in cui, ad esempio, un intervento di sviluppo misto (che coinvolge cioè la rete di trasmissione e una o più reti di distribuzione) porti a una commistione di proprietà e di competenza.

Gli elementi oggetto di proposta sono di norma correlati ad interventi di sviluppo che scaturiscano da esigenze coordinate e concordate tra Terna e altri gestori oppure possono essere porzioni di rete che, riunite sotto un'unica proprietà, possono migliorare le attività di gestione, esercizio e manutenzione.

Il processo prevede che, a valle delle opportune analisi, si attivi un'interfaccia con gli operatori di rete coinvolti e, in seguito ai necessari accordi tecnico-economici, si arrivi all'acquisizione degli elementi di rete da parte di Terna.

Terna ogni anno manifesta le esigenze di acquisizione nel Piano di Sviluppo ed intraprende il percorso stabilito dalla normativa vigente.

1.6.4 Integrazione FER

Il Piano di Sviluppo 2021 ha l'obiettivo di implementare tutte le azioni necessarie per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione delle emissioni di CO₂ in uno scenario di lungo termine.

Terna, tra le altre cose, è inoltre competente per la connessione in alta e altissima tensione alla RTN di impianti con una potenza uguale o superiore a 10 MW. Le modalità e le condizioni tecniche, procedurali ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione alla RTN sono disciplinate dai provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) che trovano applicazione nel Codice di Rete in cui sono descritte regole trasparenti e non discriminatorie per l'accesso alla rete e la sua regolamentazione tecnica.

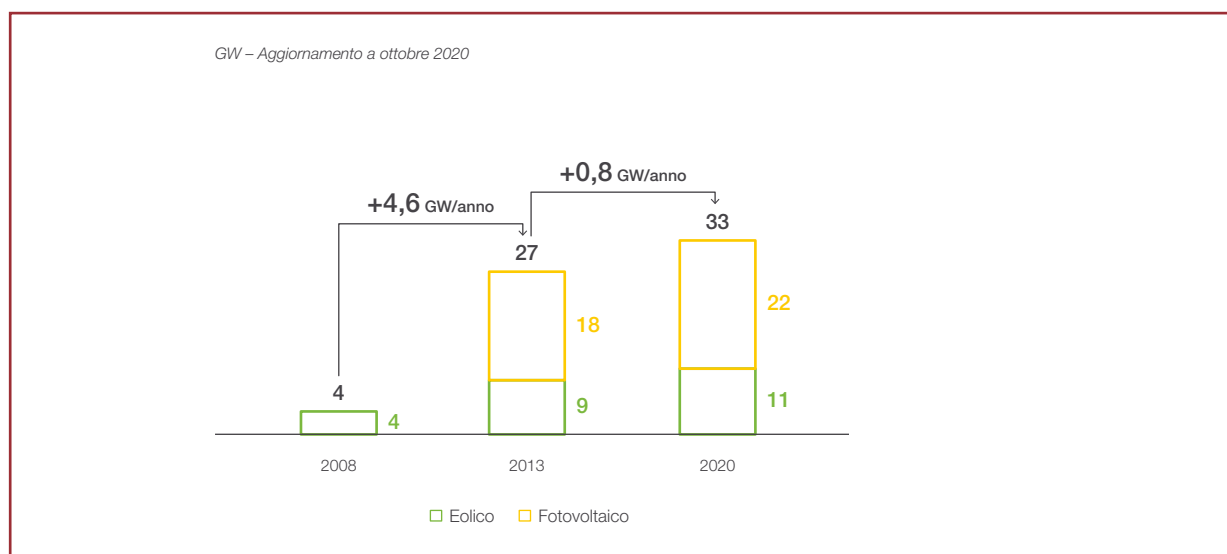
La principale tendenza che ha contraddistinto l'ultimo decennio, infatti, è stato lo sviluppo senza precedenti del parco di generazione da fonte rinnovabile. In particolare, **tra il 2008 e il 2020, la capacità di produzione da fonte eolica è triplicata, fino a raggiungere quasi gli 11 GW** (3,5 GW nel 2008), **mentre il parco fotovoltaico italiano ha superato complessivamente i 21 GW installati nel 2020** partendo da una quota di appena 0,5 GW nel 2008. Nel complesso, la capacità installata eolica e fotovoltaica è aumentata di oltre 28 GW negli ultimi dieci anni, raggiungendo un valore di installato complessivo superiore a 32 GW (Figura 25).

Tuttavia, questa crescita non ha seguito un andamento regolare, bensì, a fronte del boom di installazioni verificatosi fino al 2013, ha subito un rallentamento negli ultimi anni, con tassi di incremento della capacità installata inferiori a 1 GW/anno. Questi tassi risultano essere insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (circa 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), e ancor più al raggiungimento degli obiettivi che saranno definiti dal recepimento del Green Deal.

Anche le aste organizzate ai sensi del decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del 4 luglio 2019 (DM FER1), hanno evidenziato un livello di offerta molto limitato. I motivi della frenata negli investimenti nelle rinnovabili sono ascrivibili, da un lato, alle caratteristiche dell'attuale meccanismo di incentivazione, dall'altro all'andamento del prezzo dell'energia elettrica, in progressiva diminuzione.

Un focus sulle possibili cause che hanno determinato il rallentamento degli iter autorizzativi nonché un'analisi della maturità del processo di connessione e quindi del relativo iter autorizzativo è descritto in dettaglio nel nuovo allegato al PdS21 denominato "Evoluzione Rinnovabile".

FIGURA 25 Capacità Installata eolica e fotovoltaica nel 2008, 2013 e 2020 [GW]



1.6.5 Interconnessioni

Uno dei principali obiettivi di Terna è quello di rinforzare la rete interna di trasmissione al fine di:

- Aumentare gli scambi tra zone di mercato sulla base dei segnali provenienti dai mercati dell'energia (rendite di congestione);
- Ottimizzare l'utilizzo di risorse su MSD sia in fase di programmazione che in tempo reale.

Inoltre, tali interventi saranno funzionali anche per garantire un migliore deflusso della generazione rinnovabile prodotta nelle regioni meridionali e il contestuale sfruttamento della capacità di generazione termoelettrica ad alto rendimento presente nelle stesse regioni.

Più in generale, in conformità a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna è tenuta a rinforzare la rete di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco di generazione e per incrementare la disponibilità di risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento al fine di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali e intrazonali.

Oltre a rinforzare la rete interna, Terna è inoltre tenuta a sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di:

- Aumentare l'import dall'estero per avere a disposizione energia a minor costo per le imprese e le famiglie e incrementare al contempo la concorrenza nel mercato interno attraverso l'utilizzo di risorse disponibili migliori;
- Accedere ad aree, in particolare quella dei Balcani, con elevato potenziale di energia rinnovabile diversificando il mix di approvvigionamento energetico e riducendo al contempo la dipendenza dell'Italia da altri paesi produttori;
- Migliorare la sicurezza e l'efficienza degli approvvigionamenti aumentando l'interscambio energetico e la possibilità di accedere al mutuo soccorso tra gli stati interconnessi (come la riserva di potenza aggiuntiva).

Considerando lo sviluppo già in corso sulla frontiera francese (HVDC IT-FR), oltre a quelli già individuati su altre frontiere al confine con l'Italia, le principali frontiere su cui agire sono state individuate in quella svizzera e greca.

In tale ottica sono state sviluppate delle soluzioni progettuali che prevedono la realizzazione di nuove linee di interconnessione, attraverso sia nuove iniziative progettuali, che potenziamenti di collegamenti già in esercizio (HVDC IT-GR). Difatti, lo sviluppo della capacità di interconnessione è importante sia per il mantenimento di un elevato standard di sicurezza e qualità del servizio di trasmissione, che per rafforzare il ruolo dell'Italia quale hub energetico del Mediterraneo.

I nuovi collegamenti aumenteranno il livello di magliatura con l'Europa e, in particolare, il potenziamento dell'interconnessione greca consentirà anche lo sfruttamento e l'armonizzazione degli HVDC presenti e previsti sulla dorsale Adriatica (Monita 2, Adriatic Link) attraverso la mutua interazione dei diversi collegamenti in corrente continua (CC).



Sostenibilità

1.7

Nel corso degli anni, il driver della sostenibilità ha aumentato il suo peso e la sua rilevanza strategica, diventando a tutti gli effetti uno degli strumenti di coesione attraverso il quale il gestore di rete promuove l'integrazione economica, ambientale e sociale dei territori interessati dagli interventi di sviluppo pianificati. L'obiettivo generale è promuovere uno sviluppo dell'infrastruttura equilibrato e sostenibile: in un processo di transizione ecologica, esso trova una sua coniugazione anche nella fase di pianificazione della rete divenendo essa stessa driver strategico nella creazione di valore per il Paese e abilitando in un prossimo futuro una generazione elettrica più sostenibile ed efficiente, che possa allo stesso tempo contenere gli oneri per gli utenti, garantire un servizio di qualità ai cittadini e minimizzare gli impatti sul territorio.

A testimonianza dell'interesse ed impegno di Terna sul tema della sostenibilità si possono elencare gli innumerevoli certificati e riconoscimenti che negli anni la Società ha ricevuto (Bloomberg Gender Equality Index, Dow Jones Sustainability Index, ECPI, Ethibel Sustainability Index-ESI, Euronext Vigeo, FTSE ECPI, FTSE4Good, MSCI Global Sustainability, STOXX® ESG, STOXX® Low Carbon, United Nations Global Compact - "GC100"b), descritti con maggior dettaglio nel Rapporto di Sostenibilità 2020. Inoltre, nel triennio 2018-2020 Terna ha emesso sul mercato quattro green bond i cui proventi sono destinati al finanziamento degli "Eligible Green Projects", al fine di integrare il concetto di sostenibilità anche nella strategia finanziaria¹³.

Proseguendo il suo impegno in questa direzione Terna ha adottato uno schema di riferimento per la sostenibilità basato su tre assi (Figura 26):

FIGURA 26 Assi di Sostenibilità per Terna



¹³ <https://www.terna.it/it/investitori/debito-rating/emissioni-obbligazionarie/emissioni-green>

La Sostenibilità Sistemica è l'asse che trova la sua prima applicazione nell'ambito del processo di Pianificazione e quindi nel Piano di Sviluppo, essendo questa la fase in cui Terna si interroga sulle necessità di sviluppo della rete, orientandosi verso un modello che massimizzi i benefici e minimizzi gli impatti Sociali, Ambientali ed Economici (Figura 27).

FIGURA 27 *Le esigenze alla base della pianificazione secondo gli assi della sostenibilità sistemica*



La sostenibilità sistemica è perseguibile attraverso la pianificazione, la progettazione e la realizzazione di un'infrastruttura elettrica in grado di valorizzare allo stesso modo tre leve: crescita economica, inclusione sociale e protezione ambientale.

La pianificazione sostenibile della rete evolve attraverso fasi successive in cui gli assi della sostenibilità sistemica – ambiente, società ed economia – vengono valorizzati adeguatamente (Figura 28).

FIGURA 28 *Declinazione della sostenibilità nel processo di pianificazione della rete*



Il processo di pianificazione parte dalla valutazione dello stato della rete, dalla individuazione delle esigenze territoriali e dalla applicazione degli scenari previsionali, seguendo:

- esigenze di sviluppo della rete sulla base delle criticità rilevate;
- tutela del territorio;
- servizio di qualità ai cittadini;
- obiettivi di decarbonizzazione;
- integrazione delle FER;
- riduzione degli oneri per gli utenti;
- resilienza della rete.

Le esigenze sociali e ambientali dei cittadini sono elevate allo stesso livello delle esigenze elettriche ed economiche.

Nella seconda fase sono identificate criticità e soluzioni, attraverso:

- condivisione delle esigenze territoriali con le comunità interessate;
- massimizzazione dell'efficienza e della sicurezza per gli utenti della rete;
- sviluppo di soluzioni sostenibili nel tempo anche utilizzando nuove tecnologie disponibili.

La fase di verifica tecnica ed economica prevede, tramite Analisi Costi Benefici 2.0:

- la quantificazione dei costi e dei benefici ambientali, sociali ed economici;
- la quantificazione degli indicatori dell'analisi costi benefici.

Durante la fase di valutazione della sostenibilità sociale e ambientale vengono minimizzati gli impatti sulla collettività attraverso:

- il riutilizzo delle infrastrutture esistenti o il riutilizzo di corridoi esistenti;
- la demolizione degli asset dismessi o interventi di razionalizzazione complessivi;
- il ricorso a tecnologie interrate per consentire una migliore performance derivante dalla diversificazione tecnologica.

È infine previsto l'inserimento dell'intervento nel Piano di Sviluppo: la soluzione realizzativa riportata nel Piano di Sviluppo è quella maggiormente in grado di massimizzare i benefici ambientali, sociali ed economici per il sistema.

In una logica di trasparenza si rende necessario stabilire degli obiettivi di sostenibilità misurabili, sui quali confrontarsi e sfidarsi. A partire dal Piano di Sviluppo 2018, al fine di misurare l'efficacia dello sforzo di perseguire obiettivi di Sostenibilità Sistemica, sono state identificate alcune metriche di riferimento (*Figura 30, 31 e 32*). Si propone in seguito una classificazione delle metriche in ambientali, sociali ed economiche, consapevoli del fatto che ognuna di queste si può declinare contemporaneamente in più di una categoria perché contribuisce, con più o meno impatto, a ciascuno dei tre assi.

Ambientali

- **Penetrazione Fonti Energetiche Rinnovabili (FER):** misura l'incidenza percentuale di penetrazione della generazione da Fonti Rinnovabili sul totale dei consumi elettrici nell'orizzonte di Piano;
- **Integrazione delle FER:** misura la potenza degli impianti FER potenzialmente connettabili alla rete grazie ai nuovi sviluppi previsti nell'orizzonte di Piano;
- **FER over generation:** misura il valore della quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili e non dispacciata a causa di limiti tecnici della rete, come esito delle simulazioni di sistema;
- **Copertura domanda da FER:** misura le ore nell'ultimo anno di Piano in cui la produzione rinnovabile potrebbe coprire interamente la domanda di energia elettrica (sulla base delle simulazioni di analisi di sistema e degli scenari adottati);
- **Riduzione emissioni:** misura la quantità di tonnellate di emissioni evitate in atmosfera di gas ad effetto serra o comunque inquinanti dell'aria (ovvero CO₂, SO_x, NO_x, PM), grazie agli interventi previsti a Piano;
- **Riutilizzo di infrastrutture di rete:** misura i km lineari di infrastrutture oggetto di interventi di rifunzionalizzazione o riclassamento, ovvero interventi che eviteranno la costruzione di infrastrutture ex-novo e i conseguenti impatti;
- **Demolizioni di infrastrutture dismesse:** misura il numero di km di linee obsolete demolite complessivamente nell'orizzonte di Piano.

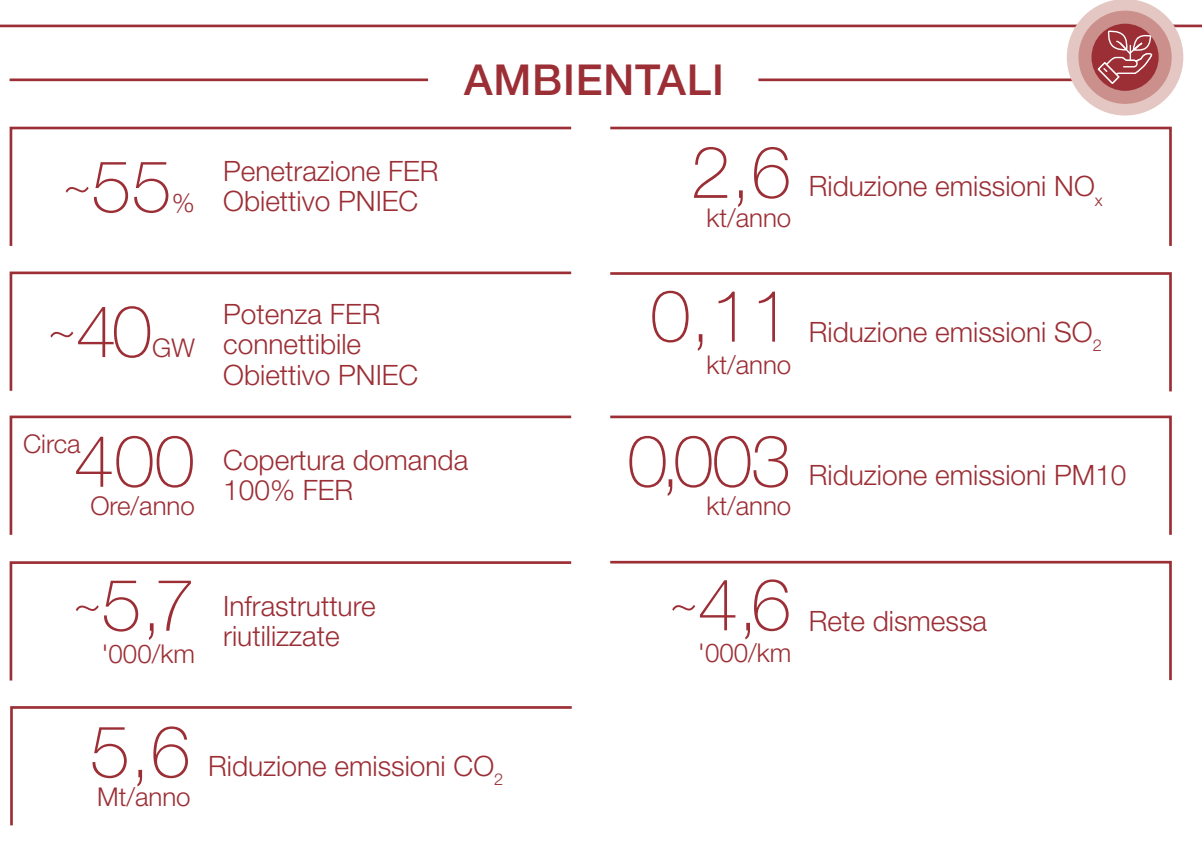
Sociali

- **Energia non fornita (ENS):** misura la riduzione dell'energia non fornita nell'orizzonte di Piano;
- **Interramenti:** con riferimento all'orizzonte di Piano, indica la percentuale di km di nuove realizzazioni (RTN) in cavo sul totale dei km di linee da realizzare.

Economici

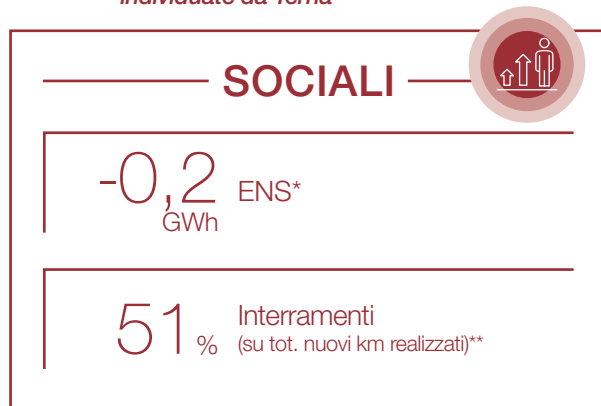
- **Incremento SEW:** misura l'aumento del Socio-Economic Welfare che deriva dalla maggiore efficienza/convenienza degli scambi di energia sul mercato correlata alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasmissione;
- **Riduzioni oneri complessivi di sistema:** misura la riduzione degli oneri per il sistema derivante dalla realizzazione delle infrastrutture di trasmissione (es. costi evitati/differiti relativi a capacità di generazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del dispacciamento, costi degli investimenti o costi operativi in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica evitati);
- **Efficienza Energetica della rete:** misura la riduzione delle perdite di rete grazie all'implementazione degli interventi previsti nell'orizzonte di Piano (TWh/anno);
- **Investimenti complessivi PdS:** misura il valore complessivo della spesa per investimenti per gli interventi previsti a Piano di Sviluppo.

FIGURA 29 *Sintesi delle metriche di Sostenibilità Ambientale individuate da Terna*



Valore massimo potenziale, sulla base dello scenario adottato, al 2030.

FIGURA 30 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Sociale individuate da Terna



(*) Energy not supplied, valore massimo potenziale, sulla base dello scenario adottato, al 2030;

(**) % km linee in cavo su tot. linee realizzate ex novo.

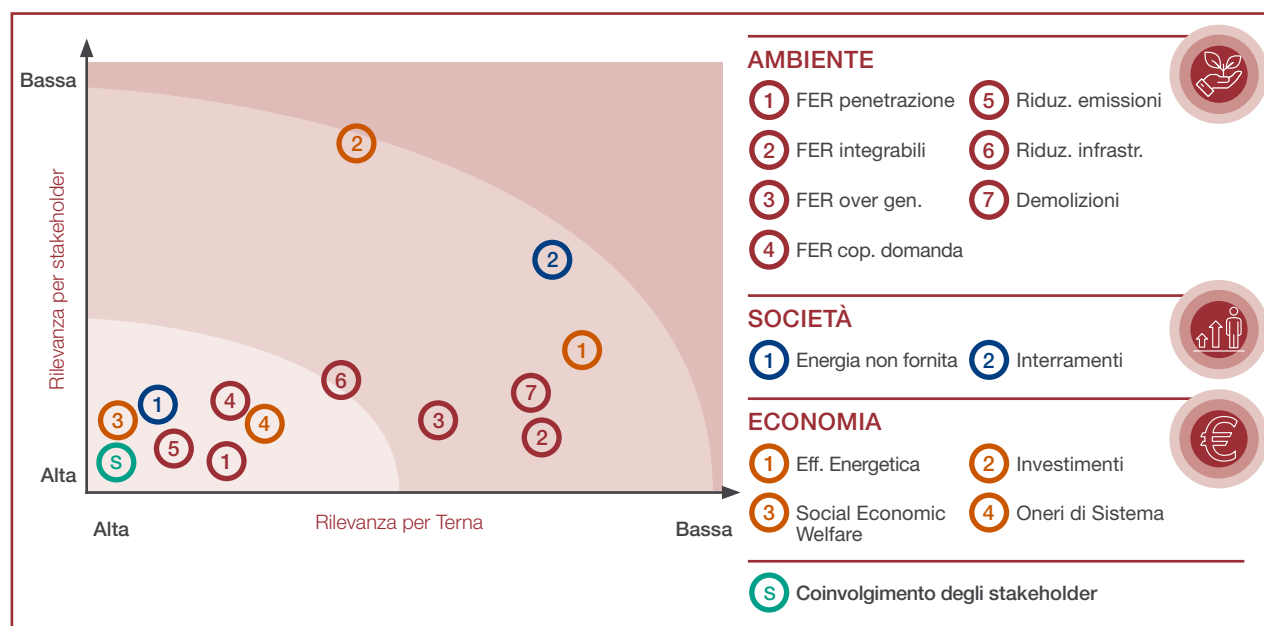
FIGURA 31 Sintesi delle principali metriche di Sostenibilità Economica individuate da Terna



(*) Valore potenziale massimo, sulla base dello scenario adottato, al 2030.

Per ognuna di queste metriche è stato poi definito il livello di rilevanza sia per gli stakeholder che per Terna, come rappresentato in *Figura 32*.

FIGURA 32 Matrice di prioritizzazione delle metriche



1.7.1 Nuovi indicatori ambientali per l'Analisi Costi Benefici

Per il raggiungimento di un sistema energetico decarbonizzato, attraverso l'integrazione di quote sempre maggiori di fonti rinnovabili, l'adeguamento della rete di trasmissione svolge un ruolo fondamentale. Tuttavia, una parte significativa di progetti subisce ritardi nell'attuazione degli stessi mettendo a rischio il successo della "transizione ecologica". Le cause dei ritardi sono molteplici e tra queste ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) individua nell'accettabilità delle opere da parte dei territori interessati una delle principali criticità (ACER 2017 Consolidated Report on the progress of electricity and gas projects of Common Interest for the year 2016).

Il territorio chiede infatti di essere pienamente informato e partecipe sugli obiettivi delle opere e un maggiore impegno in misure mitigative ed in scelte capaci di produrre benefici per l'ambiente, il paesaggio e le comunità territoriali. È quindi importante identificare possibili benefici già a partire dalla fase di impostazione progettuale inclusa nell'analisi costi benefici per permettere che queste misure migliorative, una volta provata la loro validità, possano diventare un'applicazione sistematica per tutti i progetti, rendendo così lo sviluppo delle infrastrutture di rete più vicino alle esigenze territoriali. In risposta a tale esigenza, Terna ha avviato un lavoro congiunto con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente per elaborare nuovi indicatori di performance sociale ed ambientale. Nel Piano di Sviluppo 2019 sono stati proposti per la prima volta l'indicatore "Anticipo Fruizione Benefici (B20)" e l'indicatore "Visual Amenity Preservata/Restituita-VAPR (B21)", sperimentati poi su un campione pilota di interventi nel Piano di Sviluppo 2020. In seguito al parere ARERA 574/20202/I/EEL, gli indicatori citati sono stati omessi dalla corrente edizione del Piano al fine di recepire le modifiche richieste dall'Autorità relative alla metodologia di calcolo.

In linea con le attività finora svolte, Terna, RGI e Legambiente si stanno adoperando affinché nella prossima edizione del Piano di Sviluppo si possa integrare l'Analisi Costi Benefici con la quantificazione economica dei benefici citati.

Le attività di stakeholder engagement e di concertazione rappresentano per Terna un'occasione di condivisione con tutti i soggetti interessati le motivazioni alla base della realizzazione di nuove infrastrutture di rete e di raccolta di opinioni in merito. Queste attività sono sicuramente un valore aggiunto, ad oggi non quantificato; si sta lavorando, dunque, alla formulazione di nuovi indicatori che consentano di quantificare l'efficacia del processo di stakeholder engagement ed il crescente impegno di Terna nel considerare le richieste degli enti locali interessati dai progetti, a fronte eventualmente di un extra-costi.





COLD IRONING

Le emissioni prodotte dal trasporto marittimo, dovute all'utilizzo di combustibili ad alto tenore di zolfo, contribuiscono all'**inquinamento atmosferico sotto forma di anidride solforosa e particolato**. L'acidificazione e l'anidride solforosa atmosferica danneggiano gli ecosistemi sensibili, riducono la biodiversità e il valore paesaggistico ed hanno un impatto negativo sulle coltivazioni e sulla crescita forestale. La pioggia acida sulle città può causare danni rilevanti agli edifici e al patrimonio architettonico. L'inquinamento dovuto all'anidride solforosa può anche avere una notevole incidenza sulla salute umana, soprattutto per le fasce della popolazione che soffrono di malattie respiratorie. A tal fine **dal primo gennaio 2020** è entrato in vigore un **regolamento europeo** (2012/33/UE) molto rigido che impone alle navi mercantili di utilizzare bunker (olio combustibile pesante specifico per le navi di grossa stazza) con non oltre lo **0,5% di zolfo**, molto inferiore del limite ammissibile fino allo scorso anno pari a 3,5% per le navi merci e 1,5% per le navi da crociera e traghetti.

A livello internazionale, considerando che tali emissioni inquinanti rischiano di aumentare in modo significativo se non saranno messe in atto rapidamente delle misure di mitigazione (mantenendo infatti invariata la situazione attuale, le emissioni del trasporto marittimo potrebbero aumentare tra il 50% e il 250% entro il 2050 e compromettere gli obiettivi dell'accordo di Parigi), l'**IMO (International Maritime Organization)** ha stilato una convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi, nota come MARPOL 73/78 (acronimo per MARitime POLLution), con l'obiettivo di una **riduzione del 50% delle emissioni marittime di gas serra entro il 2050** rispetto al 2008.

Secondo la classifica stilata da **Transport & Environment**, l'Italia è al terzultimo posto dei paesi UE, seguita solo da Cipro e Grecia, per quanto riguarda gli obiettivi di riduzione delle emissioni nel settore del trasporto marittimo, guidata da Germania, Belgio e Francia.

A tal fine, a Gennaio 2019, sono state presentate in Italia le **Linee Guida per la redazione dei Documenti di**

Pianificazione Energetico Ambientale dei Sistemi Portuali (DEASP).

Con la pianificazione di interventi e misure, peraltro già noti e codificati, oltre che ampiamente implementati in vari paesi europei e non, che migliorino l'efficienza energetica e promuovano l'uso di fonti rinnovabili nei porti, si intende così perseguire l'obiettivo di **ridurre le emissioni in atmosfera di CO₂** e degli specifici inquinanti connessi (PM10 e 2,5, NOx, SOx, ecc.).

Un impegno preciso da parte dei singoli Stati europei e dei porti risulta quindi fondamentale se si considera che:

- secondo il rapporto "Transport and Environment Reporting Mechanism – TERM" dell'Agenzia Europea per l'Ambiente, in media il **70% delle emissioni** del trasporto marittimo viene rilasciato **entro una distanza di 400 km dalla costa** a causa della concentrazione del traffico marittimo vicino ai porti e che il 20% dell'inquinamento delle città portuali è causato dalle emissioni prodotte dalle navi in sosta;
- secondo l'IMO il **settore marittimo-portuale** contribuisce alla diffusione di sostanze tossiche nell'atmosfera nella misura del **13% nella UE** (aumentate del 48% tra il 1990 e il 2008) e che emette circa 940 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno (responsabile di circa il 2,5% delle emissioni globali di gas serra);
- secondo l'Ocse, l'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico, il massimo dispiegamento di tecnologie già note potrebbe portare alla **quasi completa decarbonizzazione** della navigazione marittima **entro il 2035**.

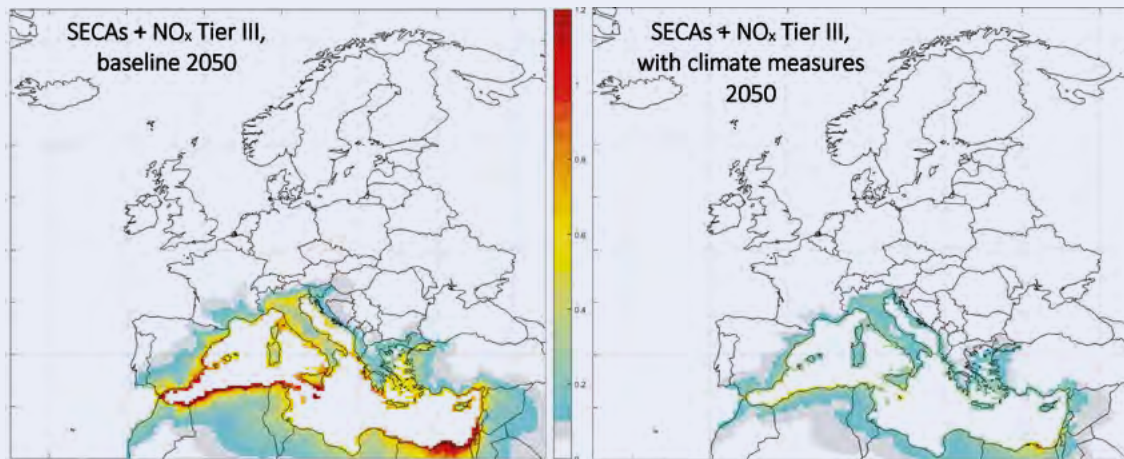
Da tempo le associazioni ambientaliste dei Paesi che affacciano sul Mediterraneo chiedono l'istituzione di una **zona a basse emissioni** (ECA – Emission Control Area), come quella in vigore nel Mar Baltico, Mare del Nord e Canale della Manica. Già dal 2015 in queste aree, in quanto dichiarate zone SECA (Sulphur Emission Control Area), è infatti in vigore il **limite dello 0,1% di contenuto di zolfo** nei combustibili marini (dal 2020 sono dichiarate anche area NECA – Nitrogen Emission Control Area).

>>

>> continua **COLD IRONING**



Riduzione delle emissioni dall'istituzione di un'area ECA nel Mediterraneo



Fonte immagine: IASA, "The potential for cost-effective air emission reductions from international shipping through designation of further Emission Control Areas in EU waters with focus on the Mediterranean Sea".

Lo studio pubblicato nel 2019 "ECAMED: a Technical Feasibility Study for the Implementation of an Emission Control Area (ECA) in the Mediterranean Sea" stima che con l'istituzione di un'area ECA nel Mediterraneo, le emissioni prodotte nel nostro mare si ridurrebbero, rispetto al 2015, del 95% quanto a ossidi di zolfo, dell'80% quanto a particolato, del 51% quanto a black carbon e fino al 100% quanto a ossidi di azoto, con benefici per l'intero Mediterraneo e in particolare per l'Italia con una stima di 500 vite salvate ogni anno e un risparmio compreso tra i 1.200 e i 2.500 milioni di euro per minori costi sociali (in particolare spesa per la salute pubblica).

La conversione dei consumi verso il vettore elettrico attraverso la realizzazione di sistemi per la fornitura di energia elettrica da terra alle navi nella fase di stazionamento (cold ironing) è uno degli interventi possibili per la riduzione delle emissioni nei porti. Il cold ironing permette infatti di ridurre la necessità di utilizzare i motori della nave per produrre l'elettricità durante l'ormeggio. Quantitativamente, una nave da crociera attraccata in banchina per 10 ore produce la stessa quantità di anidride carbonica (CO₂) di 25 automobili di media cilindrata in un anno.

Secondo l'Ispra, il cold ironing permetterebbe l'abbattimento in porto di almeno il 50% delle emissioni di CO₂, del 99% di CO e di oltre il 50% di N₂O, grazie ad una minore emissione della produzione/distribuzione dell'energia elettrica rispetto a quella dei motori ausiliari navali e con conseguenti benefici ambientali e sociali, questi ultimi derivanti in particolare dalla riduzione della spesa pubblica sulla salute. Altro beneficio associato al cold ironing riguarda la riduzione delle emissioni acustiche, anche in questo caso con il conseguente miglioramento della qualità di vita della popolazione residente nei pressi delle aree portuali.

Sono diversi i casi di successo in cui il *cold ironing* si dimostra un'efficace soluzione per la decarbonizzazione dei consumi navali in porto. Si possono citare i casi di Gothenburg in Svezia, Rotterdam nei Paesi Bassi, Los Angeles in USA, Vancouver in Canada, Lübeck in Germania, Bergen in Norvegia e Marsiglia in Francia. Altri porti, inclusi quelli asiatici, hanno annunciato la loro intenzione di implementarne altri. L'8 gennaio di quest'anno, invece, il porto di Dunkerque è stato il primo della Francia ad allacciare alla rete elettrica nazionale una portacontainer con un sistema di 8 MW (uno dei più grandi installati nei porti europei). Tra le varie criticità che fino ad oggi hanno frenato in Italia la diffusione del cold ironing sono:

- l'elevato costo per la realizzazione del sistema, in quanto tale tecnologia necessita sia dell'elettificazione della banchina, che di interventi diretti sulla nave per renderla idonea all'allacciamento alla rete;
- l'elevato costo del prelievo dell'energia elettrica dalla rete rispetto all'autoproduzione della nave, dovuto principalmente agli oneri di sistema che, sommando le varie componenti e le imposte, pesano per oltre il 50% sul prezzo finale dell'energia elettrica;
- l'incompatibilità tecnica dovuta al problema dell'uniformità di tensione e frequenza nella fornitura di energia elettrica delle navi. Su questo è però importante ricordare che già oggi molti scali portuali nel mondo e anche in Italia (come il porto di Genova) stanno utilizzando, con successo, questo sistema di elettificazione delle banchine.

Far spegnere i motori alle navi in porto non è comunque una cosa semplice, perché i motori ausiliari devono restare accesi per continuare ad alimentare le cucine, le luci, gli ascensori, i computer, le scale mobili, le fontane e le stanze. Se una nave mercantile può avere a bordo non più di qualche decina di marittimi, una nave da crociera può trasportare fino a 7 mila tra passeggeri ed equipaggio e l'energia elettrica che richiede è quella di una piccola città.

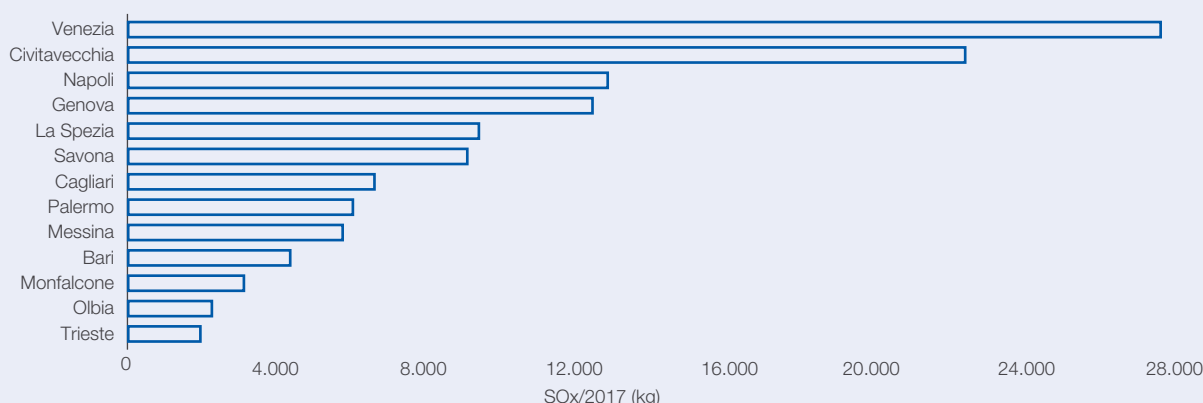
>>

>> continua **COLD IRONING**

Considerando inoltre che l'inquinamento delle città di porto deriva in gran parte dallo stazionamento delle **navi da crociera** ormeggiate ai moli e che quest'ultime rappresentano tipicamente il maggiore assorbimento di potenza elettrica tra tutte quelle considerate (compresa tra 10 MW e 20 MW), si potrebbe ipotizzare, almeno in via prioritaria, di dimensionare il sistema di cold ironing su tale tipologia di nave.

L'Italia è, insieme alla Spagna, il paese europeo più colpito dalle emissioni delle grandi navi. Tra le 50 città più inquinate d'Europa a causa dei fumi tossici emessi dal turismo di lusso delle navi da crociera, 10 sono italiane. Tale dato sottolinea l'importanza di approfondire il cold ironing soprattutto nei porti in cui le emissioni di zolfo, azoto e particolato contribuiscono in maniera rilevante ad aumentare i problemi di qualità dell'aria a livello locale.

Elenco porti italiani più inquinati



Fonte: Transport & Environment, 2019

Ipotizzando quindi di elettrificare mediamente **3 banchine per ognuno dei primi 5 porti più inquinanti d'Italia** (Venezia, Civitavecchia, Napoli, Genova, La Spezia) e considerando le seguenti assunzioni:

- una potenza di picco per ogni banchina da elettrificare pari a 20 MW;
- una potenza media di assorbimento di circa 12 MW per ogni singola nave da crociera;
- un tempo di stazionamento medio in porto di 10 ore per ogni singola nave da crociera;
- circa 15 chiamate in porto all'anno;
- un tempo di utilizzo effettivo di ogni singola banchina di circa 3.500 ore l'anno;

Il fabbisogno energetico complessivo per il cold ironing di tali porti sarebbe quindi pari a circa **300 MW** di potenza installata e **630.000 MWh** di energia elettrica fornita in un anno (1.800 MWh l'anno per singola nave da crociera). Ovviamente ipotizzando di elettrificare anche le banchine degli ulteriori porti più inquinati, il fabbisogno potrebbe raddoppiarsi arrivando a più di 500 MW di potenza e 1,2 TWh di energia fornita.

Viste le potenze richieste da tali tipi di sistemi (> 10 MW) sarà sicuramente necessario realizzare **un'infrastruttura elettrica in alta tensione** o adeguare se possibile l'eventuale soluzione di connessione esistente del porto. Anche in questo caso quindi le **opere di connessione** di competenza di Terna risulterebbero **fondamentali per supportare il processo di transizione ecologica dei porti**. A tal fine, Terna ha effettuato delle analisi

preliminari per circa 40 porti italiani, individuando i nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale più idonei e gli eventuali adeguamenti infrastrutturali necessari a garantire questi assorbimenti in sicurezza. Le potenze massime analizzate sono state dell'ordine dei 50 MW. Per finalizzare le analisi tecniche effettuate sarà in ogni caso necessario procedere ad un coordinamento con i distributori locali interessati dall'eventuale incremento di potenza. In particolare, a seconda dei casi, potrebbe essere necessario adeguare/realizzare una nuova stazione RTN (ed eventualmente prevedere anche dei rinforzi di rete), realizzare un nuovo cavo in alta tensione della portata sufficiente per gestire l'incremento di potenza richiesto dal porto e adeguare/realizzare una **nuova cabina di consegna AT/MT**. Queste analisi preliminari sono state effettuate all'interno di un gruppo di lavoro guidato dal "Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili" ed ha come obiettivo la valutazione degli aspetti tecnologici e giuridici del Cold Ironing.

In ogni caso, i costi e i benefici dell'erogazione dell'elettricità alle navi dalla rete elettrica nazionale possono variare sensibilmente in base alla configurazione esistente, all'ubicazione del porto e all'imbarcazione considerata. Ciò significa che occorrerà effettuare delle **analisi costi/benefici puntuali** in modo da valutare caso per caso l'implementazione di un sistema di cold ironing. Nonostante ciò, appare evidente che bisognerà sicuramente continuare a puntare ad una riduzione diretta dell'impatto ambientale e sociale delle attività portuali, per promuovere un **modello di sviluppo sostenibile** in un Paese come l'Italia che conta 7.500 chilometri di coste e alcuni dei più grandi porti del Mediterraneo.

Stakeholders engagement

1.8

L'ascolto delle esigenze in modo continuativo è un mezzo imprescindibile per indirizzare opportunamente le diverse necessità, consentendo di massimizzare i benefici in termini di Sostenibilità di Sistema. Tale confronto trova ancora più rilievo alla luce della fase di transizione ecologica in atto, spinta anche dalle sfide assunte con gli impegni di Parigi nel corso della COP 21 del 2015.

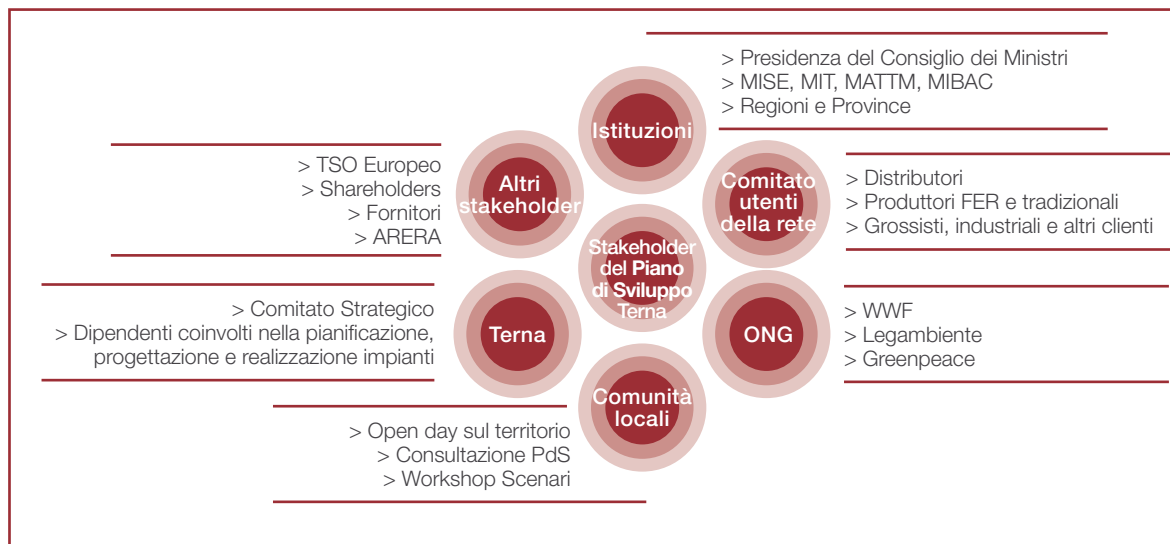
ARERA ha previsto, con la Delibera 627/16/eel/R del 4 novembre 2016 e sue s.m.i., che il gestore di rete pubblici *“le informazioni relative alle interazioni con gli utenti della rete e loro associazioni nelle fasi di preparazione dello schema di Piano decennale, incluse le interazioni con il Comitato di Consultazione di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004”*.

Tra i principali stakeholder ci sono:

- **Istituzioni:** le istituzioni hanno il ruolo di Policy Maker, fissando gli obiettivi di medio e lungo termine, anche sulla base degli indirizzi della Comunità Europea; gli enti pubblici sono inoltre coinvolti nel processo di approvazione del Piano di Sviluppo e delle opere in esso contenute.
- **Comitato di Consultazione Utenti della rete:** introdotto dal DPCM 11 maggio 2004, è uno dei principali interlocutori di Terna nella fase di pianificazione della rete; vi partecipano i rappresentanti dei distributori, dei produttori di energia elettrica, dei grossisti e dei clienti finali.
- **Organizzazioni Non Governative:** queste organizzazioni hanno principalmente l'obiettivo di minimizzare ed eventualmente mediare i vari impatti ambientali negativi. Un ruolo chiave delle Organizzazioni è, inoltre, quello di garantire la coerenza dello sviluppo della rete rispetto a cambiamenti climatici, perseguendo una “Green Vision”.
- **Comunità Locali:** si tratta di enti locali e cittadini che vivono in aree in cui si implementa un nuovo progetto di sviluppo, pertanto, sono i primi ad essere interessati dall'attività di Terna sul territorio in tutte le fasi del ciclo di vita del progetto, dallo sviluppo alla gestione e manutenzione della rete. Tra i soggetti individuati vi sono quelli direttamente o indirettamente impattati nonché attori in grado di influenzare l'opinione di altri decisori.
- **Altri stakeholder:** Commissione Europea (CE) fissa gli obiettivi di lungo termine declinati successivamente dagli Stati Membri e definisce le modalità di coordinamento tra i Paesi Membri; ENTSO-E, in tema di pianificazione, indica gli obiettivi di lungo termine declinati successivamente dai singoli TSO; Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) quale soggetto deputato ad impartire gli indirizzi regolatori finalizzati a tutelare gli interessi dei consumatori, promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità.

Per il ruolo che svolge nel sistema elettrico, Terna ha una responsabilità nei confronti dell'intera collettività nazionale sia nell'operatività quotidiana sia nel medio e lungo termine (*Figura 33*).

FIGURA 33 Stakeholders del Piano di Sviluppo



La capacità di coinvolgere gli stakeholder in ogni fase di elaborazione e implementazione del Piano di Sviluppo della Rete è la chiave vincente per garantire la realizzazione di opere necessarie per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e contestualmente rispondere alle esigenze di tutti i soggetti coinvolti.

L'approccio di Terna alle **comunità locali** si esplica soprattutto nella fase di progettazione e realizzazione delle nuove linee. Consiste in un processo volontario di coinvolgimento preventivo delle istituzioni locali (amministrazioni regionali e locali, enti parco, ecc.) e, a partire dagli ultimi anni, dei cittadini delle comunità direttamente interessate dall'intervento. Tale processo prevede la condivisione delle esigenze di sviluppo della RTN con le istituzioni locali, l'apertura all'ascolto delle opinioni degli stakeholder e la ricerca di una soluzione condivisa per la collocazione delle nuove infrastrutture o il riassetto di quelle già esistenti. In tal modo, si creano le condizioni per "costruire" insieme lo sviluppo della rete, rendendola quindi più sostenibile e accettabile.

A tal fine, dal 2014 Terna realizza gli incontri pubblici, denominati "Terna Incontra", per rivolgersi direttamente ai cittadini che vivono nelle aree destinate ad ospitare i principali interventi di sviluppo della rete. Nel corso degli incontri sono illustrate:

- esigenze di sviluppo che hanno originato la necessità dell'intervento;
- benefici e gli aspetti tecnici di opere infrastrutturali di rilevanza nazionale ed europea, indispensabili per incrementare la sicurezza e la qualità del servizio elettrico;
- modalità di attuazione;
- alternative individuate.

Tali momenti sono inoltre indispensabili per raccogliere pareri, osservazioni e richieste di chiarimento da parte del territorio.

Nel corso del 2020 il numero di incontri pubblici con il territorio è stato drasticamente ridotto rispetto agli anni precedenti a causa dell'emergenza Covid-19, come riportato nella *Figura 34*.

FIGURA 34 *Terna Incontra 2020*



L'attuale situazione sanitaria ha reso necessario individuare nuove modalità per il confronto e il dialogo con le comunità locali in grado di far evolvere l'approccio finora adottato. Oltre ai canali di comunicazione tradizionale (stampa, radio e TV locali, locandine, spazi informativi allestiti nei Comuni), Terna ha infatti organizzato un programma di incontri on-line al fine di raggiungere un maggior numero di persone, permettendo ai soggetti interessati di ottenere tutte le informazioni utili sui futuri interventi di sviluppo ed esprimere le proprie opinioni e osservazioni.

La prima esperienza di "Terna Incontra digitale" ha riguardato l'interconnessione Italia - Tunisia: il 30 settembre, l'1 e il 2 ottobre 2020 si sono svolti tre incontri online dedicati ai comuni di Castelvetro, Campobello di Mazara e Partanna, garantendo una comunicazione coordinata e declinata sui diversi canali a supporto del primo web meeting sul territorio, con regole di ingaggio trasparenti e condivise.

Al fine di garantire una piena informazione e facilità di partecipazione ai soggetti interessati, sono stati messi a disposizione da parte di Terna utili contenuti integrati quali:

- videoscheda 3D sull'opera;
- mappe statiche e digitali;
- infografiche;
- schede informative;
- social media kit;
- istruzioni per i webinar.

È stata inoltre creata una nuova webpage sul collegamento con l'obiettivo di rendere disponibili a tutti gli stakeholder di riferimento (cittadini, media, istituzioni) contenuti e aggiornamenti sull'opera. Complessivamente è stata registrata la partecipazione di 114 stakeholder (cittadini e rappresentanti di associazioni), rispettivamente 14 presenti al webmeeting del 30 settembre dedicato al comune di Castelvetro, 60 partecipanti al webmeeting del 1 ottobre dedicato al comune di Campobello di Mazara e 40 partecipanti al webmeeting del 2 ottobre dedicato al comune di Partanna.

Gli ulteriori incontri svolti in modalità digitali nel corso del 2020 e della prima metà del 2021 sono stati:

- il webmeeting dedicato all'intervento di sviluppo "elettrodotto 150 kV Sorrento-Vico-Agerola-Lettere" il 5 novembre 2020, al quale hanno partecipato 5 cittadini;
- i due webmeeting dedicati all'intervento "Razionalizzazione rete AT tra Dolo e Camin" nelle giornate del 17 e 18 novembre 2020, che hanno registrato complessivamente la partecipazione di 76 stakeholder, tra cittadini ed istituzioni, rispettivamente: 53 partecipanti nella prima giornata (12 questionari compilati) e 23 partecipanti nella seconda giornata di confronto (8 questionari compilati);
- i tre webmeeting del 16, 17 e 18 dicembre 2020 dedicati all'intervento di sviluppo "Tyrrenian Link", in particolare al collegamento HVDC Sicilia – Campania;
- il webmeeting del 25 febbraio 2021 dedicato all'interventi di sviluppo "Nuovo elettrodotto S.Giuseppe – Portoferraio";
- i due webmeeting dedicati all'intervento di sviluppo "Nuovo collegamento della linea ferroviaria Catania – Palermo alla rete elettrica nazionale" svoltisi il 17 e il 18 marzo 2021.

SESSIONE PUBBLICA DEL 15 GIUGNO 2020 - CONSULTAZIONE DEL PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2020



Il 15 giugno 2020 si è svolta una sessione pubblica di consultazione del Piano decennale di sviluppo della RTN che, in considerazione dei vincoli imposti dalle disposizioni per la limitazione della diffusione del Covid-19, si è svolta per la prima volta sotto forma di webinar a cui si sono registrati più di 100 operatori. Nel corso della sessione sono stati preliminarmente presentati i principali elementi di novità del Piano di Sviluppo 2020 e successivamente riscontrati i commenti ricevuti da Terna.

I quesiti ricevuti si sono concentrati principalmente sui nuovi sviluppi inseriti in Piano, sull'avanzamento dell'intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna e sugli accumuli.

Il 31 gennaio 2020 Terna ha inviato il Piano di Sviluppo 2020 al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ed all'ARERA avviando il processo di approvazione che prevede peraltro, ai sensi della deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel e s.m.i., un'intensa fase di consultazione pubblica.

L'impegno di Terna nei confronti del territorio in cui opera, si è concretizzato nel corso dell'anno anche attraverso la sottoscrizione dei seguenti accordi di programma e protocolli d'intesa:

- protocollo di intesa tra Terna e la regione Sardegna (per il progetto SACOI3);
- protocollo di intesa tra Terna e i Comuni dell'area di Reggio Emilia per il progetto "Razionalizzazione Reggio Emilia";
- protocollo di intesa tra Terna e Regione Toscana per il progetto SACOI3.

La consultazione pubblica del Piano di Sviluppo 2020 si è invece svolta in due sessioni: nella prima, fino al 3 giugno 2020, Terna ha ricevuto i primi commenti degli operatori con i quali si è confrontata nel corso della sessione pubblica del 15 giugno 2020; nella seconda, fino al 7 luglio, l'ARERA ha ricevuto le ulteriori osservazioni che Terna ha provveduto a commentare.

Negli ultimi dieci anni, Terna ha ampliato e aumentato il suo impegno nel confrontarsi attivamente e adeguatamente con le sfide derivanti dalla conciliazione tra il continuo sviluppo delle infrastrutture elettriche, legate anche all'incremento delle fonti rinnovabili, e l'impatto territoriale che queste comportano. È indispensabile, in tal senso, il continuo e proficuo confronto, sulla base anche dell'accordo sottoscritto il 31 maggio 2016, con **Greenpeace, Legambiente e WWF** per un loro contributo al processo di redazione del Piano di Sviluppo, dalla fase strategica fino alle attività di consultazione con i territori direttamente interessati. In questo ambito si colloca il percorso intrapreso da Terna nel corso del 2018, in collaborazione con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente, con l'obiettivo di accrescere la trasparenza e il dialogo tra le parti interessate, ma anche di incrementare le opportunità di mutuo apprendimento con i principali stakeholder. Dalle attività intraprese durante questo percorso e dal confronto con stakeholder nazionali ed internazionali, emerge in modo sempre più evidente che lo stakeholder engagement è una prassi ormai consolidata. Tuttavia, anche in ambito europeo, presso TSO e regolatori, vi è una tendenza a riconoscere in modo qualitativo l'efficacia del processo di coinvolgimento degli stakeholder: non sono ancora stati individuati dei parametri che consentano di quantificarla.

Anche nel 2021 continua il confronto con le ONG al fine di consolidare gli avanzamenti e raccogliere i loro feedback. Il primo incontro si è tenuto il 4 febbraio 2021 nel quale sono state condivise le linee guida alla base della costruzione del Piano di Sviluppo 2021.

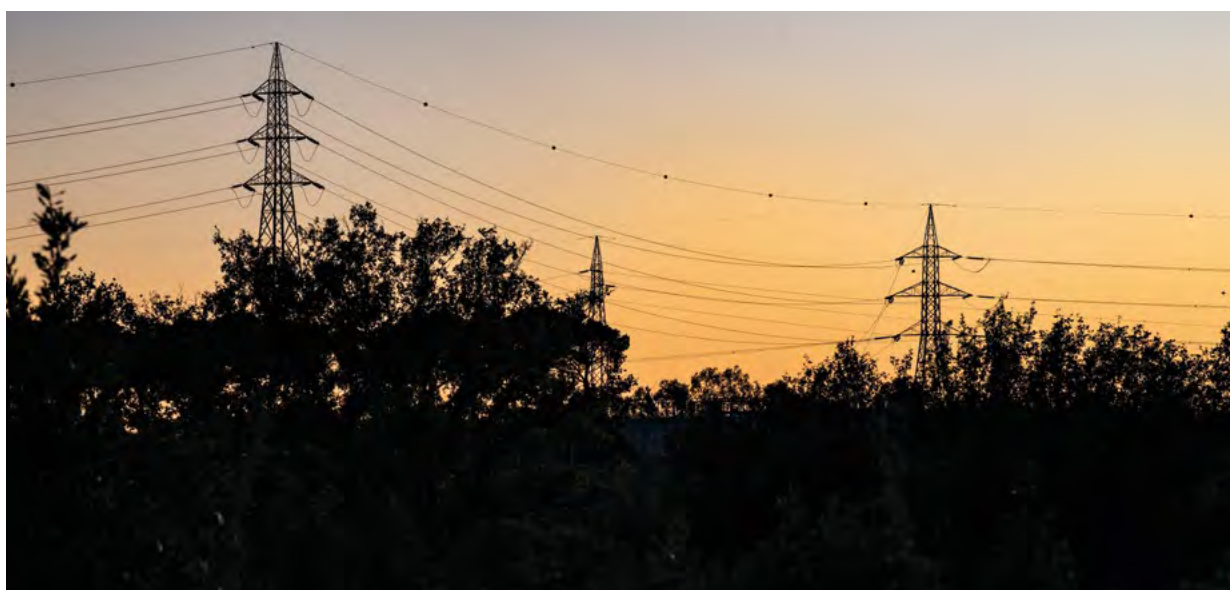
In merito al **Comitato di Consultazione degli Utenti della Rete**, il 29 aprile 2021, si è svolto un incontro avente come oggetto il processo di costruzione e condivisione del Piano di Sviluppo 2021 e la descrizione degli scenari del Piano di Sviluppo 2020.

Infine, con l'obiettivo di perseguire un sempre maggiore coinvolgimento degli stakeholder all'interno del processo di definizione del Piano di Sviluppo pluriennale della RTN, è stata condotta una consultazione con i titolari di iniziative "merchant line" tra il 20 novembre e il 4 dicembre 2020. L'elenco dei progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private è riportato nella relativa sezione del capitolo 4.

La **Figura 35** riporta i risultati del questionario di gradimento per il monitoraggio dell'efficacia del processo di consultazione.

FIGURA 35 Risultati questionario di gradimento per il monitoraggio dell'efficacia del processo di consultazione

					
La modalità di comunicazione adottata è agevole	0%	0%	0%	0%	100%
Il tempo dedicato al processo è adeguato	0%	0%	0%	0%	100%
Il grado di dettaglio delle informazioni richieste è adeguato	0%	0%	0%	0%	100%
Il processo di confronto e raccolta informazioni è uno step utile per lo sviluppo del sistema elettrico	0%	0%	0%	0%	100%
Nel complesso ritengo che l'iniziativa dia maggiore e più adeguata rilevanza ai soggetti proponenti "merchant line"	0%	0%	0%	0%	100%
La modalità di esposizione dell'argomento «merchant line» nel piano di sviluppo 2018 è adeguata e di facile comprensione	0%	0%	0%	0%	100%
Il grado di approfondimento relativo all'argomento «merchant line» nel piano di sviluppo 2018 è adeguato	0%	0%	0%	0%	100%
Il processo nel suo complesso risulta trasparente	0%	0%	0%	0%	100%



Innovazioni tecnologiche/ progetti finanziati in ambito europeo

1.9.1 Le reti intelligenti nel nuovo contesto elettrico

In un contesto di continua evoluzione per il sistema elettrico ed in considerazione del contributo della generazione distribuita da fonte rinnovabile, ormai strutturale, il gestore della rete di trasmissione è chiamato alla ricerca di soluzioni di sviluppo integrato delle reti, che rispondano in maniera sinergica e innovativa alle prossime sfide che attendono gli operatori di sistema. Un approccio integrato ritrova coerenza anche nell'obiettivo di promuovere l'interoperabilità e di favorire il coordinamento degli interventi di sviluppo relativi alle reti di trasmissione e distribuzione, fissato dal legislatore con il D.lgs n. 28 del 3 Marzo 2011 (art. 18 comma 3).

In tale scenario, riveste un ruolo strategico "l'osservabilità" della generazione diffusa in termini di adeguamento delle logiche e delle periferiche d'interfacciamento tra le reti di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale. Difatti un approccio di tipo *smart grid* non può prescindere dal ruolo di Terna in qualità di concessionario del servizio dispacciamento e responsabile della gestione in sicurezza del sistema sull'intero territorio nazionale. Interventi strutturali sulla rete di trasmissione si rendono pertanto necessari per disporre di adeguati segnali, vettori e strumenti per consentire la visibilità e il controllo della generazione distribuita e, più in generale, delle risorse di regolazione rese disponibili ai punti di interfacciamento con le reti di distribuzione.

A tal proposito, come evidenziato nel *Clean Energy for all Europeans Package*, pubblicato ad inizio 2017 e revisionato nel corso del 2019, la Commissione Europea riconosce che la transizione verso un sistema "*low-Carbon*" pone una serie di sfide per i gestori di rete chiamati a garantire un sistema elettrico insieme sicuro e conveniente. La crescente penetrazione delle energie rinnovabili intermittenti e decentralizzata richiede che il settore elettrico sia gestito in modo più flessibile ed efficiente. A tal fine l'implementazione dell'*information technology* offre la possibilità di affrontare questi temi, facilitando lo sviluppo di nuovi servizi, migliorando il "comfort del consumatore" e rendendo il mercato più contendibile ed efficiente. Tuttavia, per beneficiare appieno della digitalizzazione, la stessa Commissione evidenzia la necessità di rendere le informazioni immediatamente disponibili per gli attori del mercato ed allo stesso tempo sottolinea la necessità di un "*elevato livello di protezione dei dati*".

Si colloca nella medesima direzione il contributo di una maggiore osservabilità e controllabilità dei carichi elettrici, connessi alle reti di trasmissione/distribuzione, tema di rilevante attualità anche in virtù del sostanziale sviluppo atteso della mobilità elettrica, coerentemente con quanto delineato nei vari tavoli di lavoro per gli scenari energetici, come il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Sempre in questo contesto ricopre particolare attenzione il ricorso a nuovi sistemi di accumulo, come quello elettrochimico, dell'energia elettrica finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili".

1.9.1.1 L'impegno di Terna nei progetti di innovazione

La transizione ecologica in atto richiede un nuovo approccio di tipo sistemico ed organico verso l'innovazione, basato sull'accelerazione strategica di un portafoglio di iniziative di Ricerca, Sviluppo ed Innovazione efficace e coerente con le strategie aziendali.

Dalla fine del 2016 Terna ha deciso di investire ulteriormente sull'innovazione attraverso una visione centralizzata e coordinata, al fine di promuovere uno scambio continuo di idee ed esigenze e quindi un efficace ecosistema aziendale dell'innovazione, in grado di abilitare la transizione verso il nuovo modello di Sistema Elettrico ad alta penetrazione rinnovabile.

Innovazione e digitalizzazione, quindi, sono indispensabili in un contesto energetico sempre più complesso e rappresentano un fattore abilitante della strategia di Terna. In questi ambiti Terna investirà oltre 900 milioni di euro nei prossimi cinque anni attraverso l'implementazione di un processo di Open Innovation in azienda e l'identificazione di un approccio strutturato all'innovazione. Le iniziative vanno dai nuovi sistemi digitali per la gestione e la diagnostica delle infrastrutture ai droni, robot e satelliti per il monitoraggio da remoto di elettrodotti e stazioni elettriche, fino alle metodologie più avanzate di trattamento dei big data. Grazie a una nuova cultura organizzativa, il personale, i processi e la gestione IT di Terna sono tutti coinvolti in questa importante evoluzione.

Oggi, infatti, fare innovazione richiede un approccio in grado di aprire nuovi fronti di sviluppo e collaborazione con il mondo esterno, la creazione di interazioni dinamiche tra università, centri di ricerca, imprese, compresa una particolare attenzione verso le start-up, portano Terna ad investire nelle iniziative tecnologiche di maggior valore per l'azienda e per il sistema elettrico ed energetico nazionale. In questo contesto nascono gli "Innovation Factory" laboratori dove creare, sviluppare e testare concretamente nuove idee.

L'Innovation Factory TO comprende l'ambito delle tecnologie per la trasmissione ed è correlata ai processi di asset management, ingegneria e realizzazione impianti, supportandone lo scouting tecnologico, l'individuazione e implementazione di tecnologie, i processi e le soluzioni innovative funzionali alle attività della RTN, volti all'evoluzione della stessa in un'ottica di miglioramento continuo.

L'Innovation Factory SO comprende invece il processo di dispacciamento e conduzione, con le relative attività di ingegneria, supervisione, controllo, conduzione e monitoraggio del sistema elettrico nazionale per garantire l'adeguatezza, la sicurezza, l'economia, la continuità e la qualità ed efficienza del servizio di trasmissione secondo standard predefiniti e misurabili, e l'ingegneria di sistema, focalizzata su attività di aggiornamento e gestione del sistema elettrico nazionale, predisposizione di piani di difesa e riaccensione, entrata in esercizio degli impianti, taratura e sistemi di protezione, analisi e statistica delle turbazioni e innovazione dei sistemi.

La digitalizzazione rappresenta il principale strumento che abilita l'innovazione e la transizione ecologica, da implementare con progetti negli ambiti della connettività (es. tecnologie IoT per l'asset management e la gestione dinamica delle reti), della gestione sincrona (es. tecnologie di advanced forecasting per il data management e i processi del Mercato Elettrico) e asincrona dei dati (es. tecnologie big data e machine learning per il data analytics e la valorizzazione dei dati storicizzati).

Sono stati inoltre individuati 4 filoni o stream strategici: connettività, dynamic data management, planning e analytics e business abilitati.

Ci si attende che la connettività ricopra un ruolo chiave all'interno del nuovo modello, in quanto infrastruttura che può garantire la disponibilità di informazioni attinenti non solo alla rete elettrica (sia di trasmissione che di distribuzione), ma anche alle numerose risorse distribuite ad essa connesse.

In riferimento a queste ultime, sarà inoltre necessario gestire una ingente mole di dati al fine di abilitarne il dispacciamento in tempo reale: questo è l'obiettivo principale dello stream "dynamic data management", inerente alla sola gestione dinamica e sincrona del dato.

Alcuni esempi di iniziative ICT a supporto della strategia



Altrettanto importante diventerà la gestione asincrona e l'utilizzo dei dati archiviati secondo un modello di Planning e Analytics (data lake) volto a permettere la valorizzazione degli stessi all'interno del sistema elettrico.

Il quarto stream strategico ("business abilitati") consiste invece nella valorizzazione dei dati, ad esempio, efficienza energetica, manutenzione predittiva ed ottimizzazione degli asset.

PROGETTI DI INNOVAZIONE

Progetti in ambito europeo (HORIZON 2020)



Progetti in ambito nazionale



In questo contesto, grazie alla cooperazione con partner internazionali e nazionali, Terna è sempre più impegnata anche in numerosi progetti nazionali ed europei, volti alla ricerca di nuove soluzioni per fronteggiare le sfide tecnologiche dei futuri sistemi elettrici, tra i quali:

MIGRATE

Progetto MIGRATE (Massive InteGRation of power Electronic devices)

Progetto **MIGRATE** (Massive InteGRation of power Electronic devices): progetto finanziato dalla Comunità Europea nell'ambito di Horizon 2020, nel quale Terna coopera con altri 23 partner di cui 9 TSO, 12 Università/Laboratori e un soggetto industriale (Figura 36).

FIGURA 36 Consorzio progetto MIGRATE



Il progetto ha l'obiettivo di sviluppare e validare soluzioni tecnologiche innovative per fronteggiare la crescente penetrazione di dispositivi interconnessi via elettronica di potenza, sia lato generazione che carico, all'interno del sistema elettrico pan-Europeo. Tale obiettivo viene perseguito su due diversi orizzonti temporali:

- Nel breve-medio termine: definendo tecnologie incrementali ed innovative, metodi e strumenti per mitigare l'impatto dei suddetti dispositivi interfacciati attraverso elettronica di potenza ai convenzionali sistemi HVAC;
- Nel medio-lungo termine: definendo tecnologie innovative, algoritmi di controllo e nuove linee guida nei Codici di rete per gestire la transizione verso sistemi HVAC caratterizzati da generazione e consumo totalmente interfacciata alla rete attraverso elettronica di potenza.

MIGRATE si pone l'obiettivo, quindi, di definire i requisiti fondamentali di strumenti, metodi e procedure di misura per il funzionamento in sicurezza dei futuri sistemi elettrici caratterizzati da bassa inerzia con gran parte dei generatori e carichi interfacciati attraverso elettronica di potenza.

Il coordinatore del progetto MIGRATE è TenneT (Germania). Terna partecipa a due WorkPackage (WP), nello specifico al WP2 – *Real Time Monitoring and Control to Enable Transmission Network Transition* e al WP3 - *Control and operation of a grid with 100% converter-based devices*. Sono presenti nel partenariato del WP2 altri TSO europei quali SPEN (Scozia - leader), FINGRID (Finlandia), REE (Spagna), Landsnet (Islanda) e Elering Estonia). Sono presenti nel partenariato del WP3 invece RTE (Francia – leader), REE (Spagna) ed Eirgrid (Irlanda).

All'interno del WP2 sono stati definiti dei *Key Performance Indicators* (KPIs) che consentono ai TSO di valutare l'impatto sulle proprie reti dei dispositivi interfacciati alla rete attraverso elettronica di potenza.

Con il supporto di General Electric, sono stati sviluppati degli strumenti per il monitoraggio in tempo reale e la previsione di tali KPIs: inerzia di rete e potenza di cortocircuito. Tali strumenti sono stati resi disponibili a tutti i partner del WP2, in particolar modo ai TSO, con l'obiettivo di validarli sulle proprie reti.



Gli esiti della validazione degli strumenti di calcolo sia sulla rete italiana, sia sulle reti dei partner (es. SPEN e FINGRID) mostrano che le metodologie di calcolo dei KPIs sono significative trovando anche riscontro nella letteratura scientifica internazionale. Relativamente agli strumenti sviluppati ed ai casi di applicabilità degli stessi, i risultati prodotti su alcuni casi studio della RTN sono incoraggianti se confrontati con le metodologie e gli approcci di calcolo convenzionali.

Un lavoro importante è stato condotto da Terna ed Ensiel per garantire il rilascio di versioni degli strumenti di calcolo con prestazioni accettabili. Risulta tuttavia necessaria allo stato attuale una validazione più estensiva finalizzata a testarne l'accuratezza e la robustezza nonché un'adeguata ingegnerizzazione delle soluzioni prodotte.

Un elemento di forte innovazione tecnologica è rappresentato dalla realizzazione di un progetto pilota per il controllo wide area di reti con ridotto valore di inerzia in territorio islandese. Sulla base dell'esperienza maturata si sono inoltre specificate una serie di raccomandazioni per l'evoluzione e lo sviluppo delle tecnologie di misura sincronizzate (es. Phasor Measurement Units) al fine di facilitare l'integrazione con gli strumenti di calcolo che sono stati sviluppati nel WP.

All'interno de WP3 Terna ha contribuito insieme a RTE, REE ed Eirgrid a definire quali sono le esigenze dei sistemi elettrici di potenza costituiti esclusivamente da componenti che si interfacciano attraverso elettronica di potenza (generatori, carichi ecc.). Tali reti sono anche denominate reti con 100% di elettronica di potenza e rappresentano lo scenario futuro più sfidante che possa essere immaginato oggi. Le necessità che Terna ha voluto porre in evidenza in tale scenario sono state la *robustezza alle separazioni di rete e l'avviamento autonomo (black start capability)*.

Nel primo caso quindi la capacità delle reti con 100% di elettronica di potenza di realizzare un funzionamento in isola controllato bilanciando adeguatamente generazione e carico. Nel secondo caso la capacità di poter ripristinare efficacemente e nel minor tempo possibile l'alimentazione a seguito di un black-out: i convertitori in questo caso dovranno emulare il comportamento di un gruppo sincrono in funzionamento autonomo (*synchronous machine-emulating mode*), imprendendo l'alimentazione alla rete passiva disalimentata e monitorando la sua potenza di cortocircuito al fine di commutare nelle modalità di funzionamento ordinarie (es. *interconnection mode*) quando necessario.

Nell'ambito del WP3 Terna ha contribuito allo sviluppo di tecniche avanzate di controllo delle reti con 100% di elettronica di potenza e l'integrazione tra tali tecniche di controllo e quelle esistenti, in uno scenario di transizione (con la presenza quindi anche di generazione convenzionale). L'esperienza maturata in tale ambito applicativo, si sta traducendo in questi ultimi mesi di vita del progetto nella definizione di un insieme di nuovi requisiti di connessione per i gruppi di generazione interfacciati attraverso elettronica di potenza. Nel caso specifico, si tratta di linee guida indipendenti dalla tecnologia impiegata e comunque riferite al punto di connessione dell'impianto. I risultati pubblici del progetto sono resi disponibili nel sito: www.h2020-migrate.eu.



Progetto SMARTNET

Progetto SmartNet: finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon2020 e coordinato da RSE (Ricerca sul Sistema Energetico), Terna è parte di un consorzio che si compone di 22 partner di 9 nazioni europee tra cui gestori della rete di trasmissione (Terna, Energinet.dk) e di distribuzione (la spagnola Endesa, l'italiana Edyna, la danese Syd Energi), due produttori di tecnologia smart grid, una società di telecomunicazione e alcuni tra i più importanti centri di ricerca europei e università. Il progetto è iniziato nel 2016 e si è concluso il 30 giugno 2019.

Il progetto nel complesso ha l'obiettivo di proporre soluzioni innovative per l'integrazione della generazione da fonti rinnovabili nel sistema elettrico, valutando anche possibili schemi di coordinamento implementabili tra TSO e DSO. La partecipazione di Terna in SmartNet ha riguardato principalmente il coordinamento e la supervisione del pilota tecnologico italiano, di cui era leader.

L'obiettivo era sviluppare e testare in campo dispositivi innovativi per investigare la fattibilità tecnica del monitoraggio in tempo reale della rete di distribuzione e dell'utilizzo della generazione da fonte rinnovabile, connessa sia alla rete di distribuzione sia alla rete di subtrasmissione, per fornire il servizio di regolazione della tensione e di regolazione della frequenza/potenza.

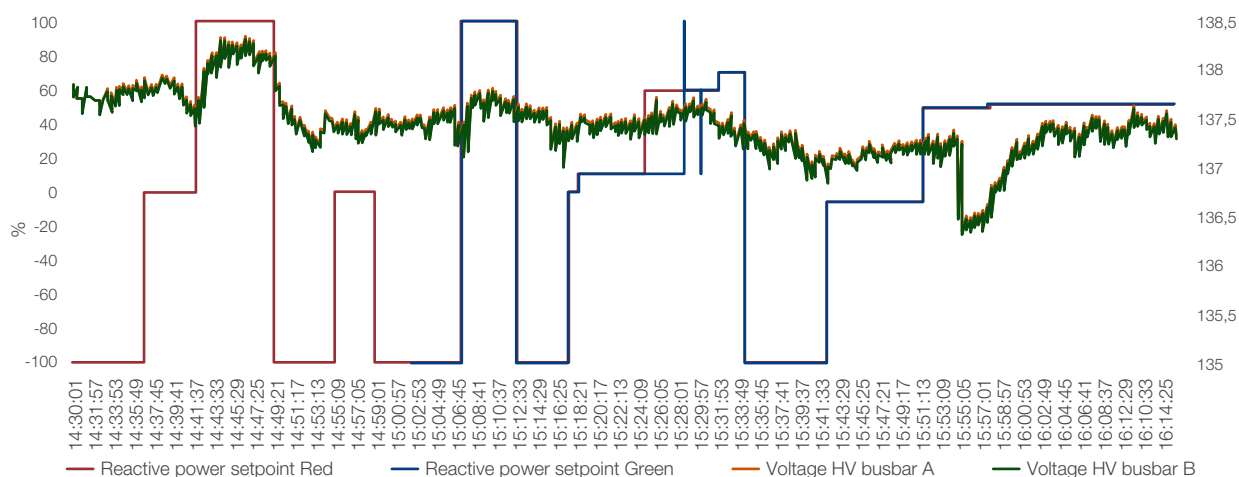
Il pilota è stato realizzato in una porzione della rete di Edyna in Valle Aurina caratterizzata da numerosi impianti idroelettrici ad acqua fluente di piccola/media taglia e si suddivide principalmente in due parti.

Per quanto riguarda la parte AT del progetto, la regolazione coordinata di tensione tramite impianti connessi alla rete di subtrasmissione (132 kV) coinvolge due centrali idroelettriche che non partecipano alla regolazione gerarchica della tensione ed è effettuata tramite il sistema HVRS (High Voltage Regulation System) che è stato installato nella stazione elettrica Molini di Tures di Terna a cui sono connesse le centrali. Al termine della sperimentazione, il sistema HVRS risulta in esercizio per controllare lo scambio reattivo dei gruppi o la tensione di sbarra. In *Figura 38* è riportato un esempio che rappresenta l'andamento della tensione di sbarra in risposta a una regolazione centralizzata e coordinata dei due impianti gestiti da Terna.

Le analisi hanno mostrato come il comportamento di impianti più grandi connessi all'AAT dell'area prevale rispetto al contributo di piccoli impianti idroelettrici connessi alla rete 132 kV, ma il beneficio principale è la possibilità di ridurre il ricircolo di potenza reattiva tra i generatori e di coordinare lo scambio reattivo con le necessità dell'area per evitare lo spreco di risorse regolanti.

FIGURA 37 Andamento della tensione alla sbarra AT tramite regolazione di tensione da parte degli impianti idroelettrici connessi alla rete di subtrasmissione (132 kV)

HV VOLTAGE PROFILE



Per quanto riguarda la parte MT del progetto, l'obiettivo è stato sviluppare e testare in campo un sistema detto MVRS (Medium Voltage Regulation System) per il monitoraggio della rete di distribuzione e il controllo centralizzato dello scambio di potenza attiva e reattiva dei gruppi MT coinvolti nella sperimentazione.

Il monitoraggio consiste nel rilevamento delle potenze attive e reattive scambiate dagli impianti di produzione tramite misuratori (Plant Central Regulator - PCR) installati nei punti di connessione degli impianti e di altre reti di distribuzione sottese e nell'aggregare i dati trasmessi a Terna per ottenere gli equivalenti suddivisi per fonte, rappresentati connessi al punto di connessione della RTN.

Per quanto riguarda il controllo della potenza attiva e reattiva della generazione distribuita per la fornitura dei servizi ancillari, 7 centrali idroelettriche connesse alla MT hanno installato il PCR ai morsetti di macchina per consentire anche la ricezione e l'attuazione del comando. Sono stati eseguiti numerosi test ed affinamenti tecnici per analizzare e migliorare la risposta degli impianti eserciti come Virtual Power Plant (VPP).

Il primo risultato del progetto pilota è l'importanza del monitoraggio completo e accurato della rete di distribuzione per consentire un'attivazione centralizzata sicura ed efficiente delle risorse sulla rete del distributore.

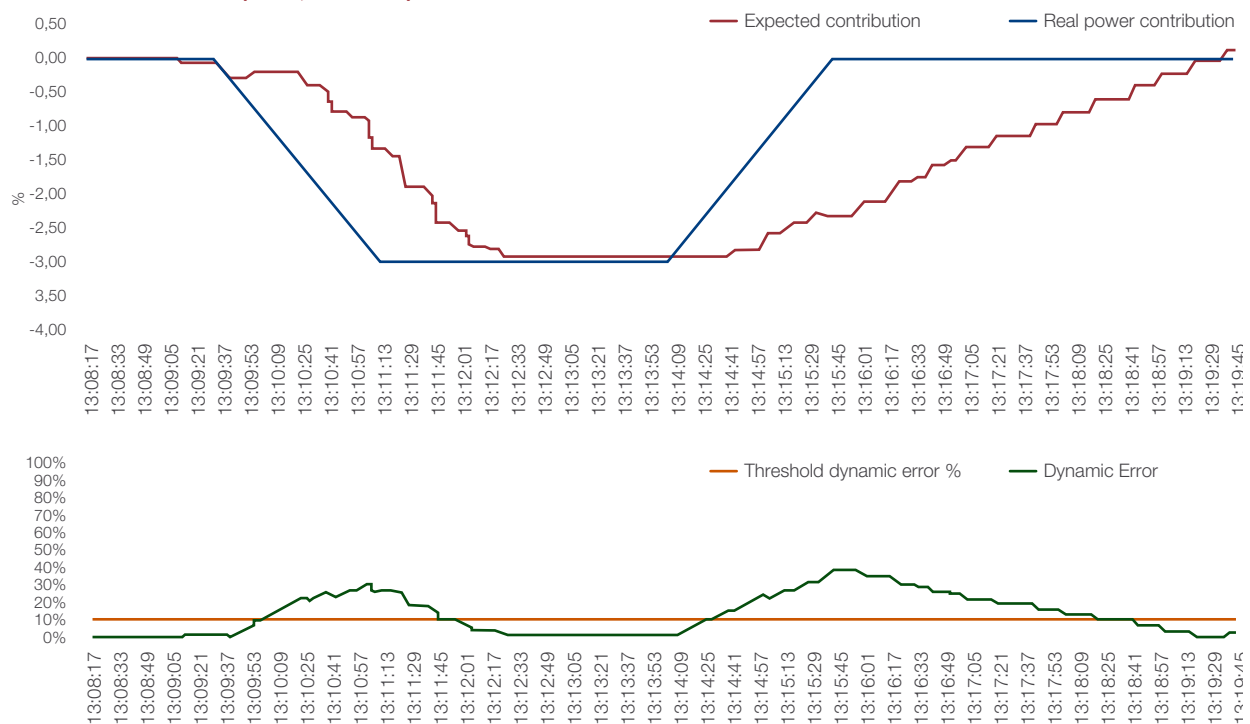
Il campionamento di 20 secondi dei dati trasmessi non è risultato adeguato alla valutazione della risposta degli impianti che forniscono servizi quali la regolazione f/P caratterizzate da variazioni della produzione molto rapide (4 s).

Il dispositivo si è comunque dimostrato uno strumento utile per consentire al TSO di gestire e dispacciare impianti a fonte non programmabile connessi a livelli di tensione bassi, tenendo conto anche dei vincoli della rete di distribuzione.

Riguardo la regolazione della tensione il contributo di impianti connessi alla distribuzione è risultato trascurabile per quanto sia importante un allineamento di tutti i contributi di reattiva sulla rete ma si è rilevato molto utile per il distributore per l'esercizio delle linee in antenna in MT. Riguardo la regolazione f/P i test hanno portato all'attivazione di 6 MW sulla rete di distribuzione. La risposta dinamica (*Figura 38*) è risultata però non conforme ai requisiti del servizio di regolazione f/P sia in termini di ritardo sia di accuratezza.

FIGURA 38 Test di regolazione della frequenza/potenza tramite aggregati di generazione distribuita

12/09/2018 Test 3 TR R (HB=2,97858 MW)



In conclusione:

- il progetto pilota è stato un ottimo banco di prova che ha fornito analisi ed esperienza per poter in futuro sfruttare al meglio nuove flessibilità del sistema elettrico a supporto della gestione della rete da parte di Terna;
- si è evidenziato come non tutte le tipologie di centrali siano in grado di regolare con le prestazioni dinamiche richieste;
- si conferma che il ruolo del Distributore nell'architettura di sistema non è vincolante, poiché funge da concentratore e smistatore dei flussi informativi, che comunque possono transitare indipendentemente da esso;
- fondamentale è l'algoritmica di regolazione, a cura del TSO.

I risultati e i deliverable del progetto sono resi disponibili nel sito: www.SmartNet-Project.eu.

Progetto OSMOSE

Il **Progetto OSMOSE** «Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity» nel suo complesso, ha l'obiettivo di identificare e dimostrare la fattibilità tecnica di un mix «ottimo» di soluzioni di flessibilità in grado di massimizzare l'efficienza tecnico- economica del sistema elettrico europeo garantendone sicurezza e affidabilità.

Il progetto finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon 2020, a cura di un ampio consorzio di 33 partners di 8 diversi Stati della UE, con capofila la società RTE - Réseau de transport d'électricité (il TSO francese), ha un budget complessivo di circa 30 Mln Euro, ed è stato avviato a Gennaio 2018.

Terna ha il ruolo di leader del "WP5" (uno dei 4 dimostratori su situazioni di rete reali) denominato "Multiple services provided by grid devices, large demand-response and RES generation coordinated in a smart management system". Sono presenti nel partenariato altri TSO europei quali REE (Spagna), ELES (Slovenia), REN (Portogallo) ed ELIA (Belgio). Gli altri partner italiani del WP5, coordinati da Terna, sono RSE, EnSiEL, IBM, ABB, Enel Green Power, Edison, Engineering.

L'intento principale del "dimostratore", da realizzarsi in Italia in una porzione 150 kV della RTN tra la Basilicata e la Puglia, è lo sviluppo di un nuovo "Energy Management System" da sperimentare in un lungo "live-test" di quasi un anno che prevede l'utilizzo combinato ed ottimizzato di Dynamic Thermal Rating, nuovi modelli previsionali e risorse di Demand Side Response (DSR), per fornire maggiore flessibilità al sistema elettrico.

Altro importante obiettivo del dimostratore è il test in ambiente operativo reale di servizi di flessibilità innovativi forniti sia da impianti a fonte rinnovabile non programmabile (inerzia sintetica, regolazione di tensione,...) che da grandi consumatori connessi in AT (Demand Response evoluta ed analisi della relativa affidabilità), analizzando al contempo il ruolo degli "aggregatori" e le implicazioni sul mercato dei servizi di dispacciamento. In questo senso, il progetto si propone anche di fornire rilevanti input al processo in atto di profonda revisione regolatoria dei mercati dei servizi ancillari, in Italia come in tutta Europa.

Nel 2020, il WP5 ha portato avanti le fasi di sviluppo ed implementazione del dimostratore. In particolare:

- Sono stati installati su 7 diverse linee, degli innovativi sensori di Dynamic Thermal Rating, in grado di misurare in tempo reale l'effettiva capacità di transito delle linee, senza misurare in maniera diretta la corrente nel conduttore;
- Si è lavorato all'adeguamento di 7 impianti industriali alla fornitura di servizi di flessibilità per la risoluzione delle congestioni, la regolazione di tensione e la regolazione secondaria frequenza-potenza;
- È stato sviluppato lo Zonal Energy Management System (Z-EMS), algoritmo in grado di prevedere fino a 3 ore in anticipo eventuali congestioni di rete nell'area Sud e Centro-Sud Italia nonché gestire in maniera coordinata le flessibilità partecipanti alla sperimentazione.

Nell'ambito degli impianti FER, sono stati implementati i dispositivi e le logiche di controllo necessarie alla fornitura sperimentale della regolazione di tensione e dell'inerzia sintetica.

Gli ultimi mesi del 2020 hanno visto l'avvio delle prime fasi di sperimentazione che coinvolgeranno in prima battuta gli impianti FER per il testing di servizi di rete innovativi, seguiti dalle fasi di collaudo e messa in esercizio dell'algoritmo Z-EMS in coordinamento con i sensori DTR e i servizi di Demand Response degli impianti industriali.

Terna sta fornendo anche un importante contributo nel "WP6", dimostratore a guida ELES (gestore di rete sloveno) che si propone, attraverso l'evoluzione degli strumenti attualmente utilizzati per valutare la capacità di scambio transfrontaliero in tempo reale, di sfruttare le capacità di transito residue a valle della chiusura dei mercati attuali, nonché di ottimizzare l'utilizzo degli impianti di produzione e pompaggio (e dello storage in generale). I partner italiani coinvolti nelle attività di questo WP oltre Terna sono Dolomiti Energia e la Fondazione Bruno Kessler.

Progetto FLEXPLAN

Progetto FLEXPLAN (Advanced methodology and tools taking advantage of storage and FLEXibility in transmission and distribution grid PLANning): progetto finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon2020 e coordinato da RSE - Ricerca sul Sistema Energetico (Italia). I partner che costituiscono il consorzio possono essere suddivisi in 2 TSO Europei tra cui Terna, 1 DSO, 9 Università/Centri di Ricerca (*Figura 39*).

FIGURA 39 *Partner progetto FLEXPLAN*



Obiettivo principale del progetto è la realizzazione di un tool che mira alla pianificazione integrata delle reti di trasmissione e distribuzione, tenendo in conto i benefici derivanti dall'installazione di sistemi di accumulo e dall'utilizzo delle risorse di flessibilità del sistema (es. Demand Response, Veicoli elettrici, ecc...) in luogo della costruzione di nuove linee, valutando accuratamente qual è l'alternativa più conveniente.

Terna partecipa trasversalmente a tutti i gruppi di lavoro, al fine di fornire un contributo alle attività di analisi e validazione delle specifiche del nuovo tool, alla modellazione e all'allineamento dei dataset utili alla definizione degli scenari energetici pan-europei di riferimento e di supporto nella formulazione di raccomandazioni di carattere regolatorio.

Nella prima fase del progetto saranno analizzate e caratterizzate le soluzioni più mature dal punto di vista tecnologico per l'accumulo di energia e per l'incremento della flessibilità di reti elettriche, al fine di valutarne l'impatto sulla integrazione di impianti a fonte rinnovabile in termini di benefici economici.

Successivamente, attraverso una stima su orizzonti previsionali dei costi di installazione ed esercizio di queste risorse, sarà sviluppato un tool in grado di valutare su scala europea secondo criteri di ottimo gli interventi più vantaggiosi di sviluppo e potenziamento della rete, attraverso la soluzione di un problema multiobiettivo che considera tutti gli aspetti legati alla sicurezza del sistema elettrico e alla sostenibilità ambientale, minimizzando quindi il costo dell'energia sia in termini economici, che di dispacciamento che di massimo benefit sociale.

I risultati ottenuti sul perimetro Europeo saranno poi declinati considerando sei aggregati di nazioni, con l'obiettivo di individuare le peculiarità delle reti interne e dei singoli parchi di generazione e definire opportune strategie di pianificazione rispetto a molteplici scenari di lungo termine (anni 2030, 2040 e 2050).

Infine, il progetto prevede l'integrazione del tool nei processi di pianificazione e la formulazione di raccomandazioni di carattere regolatorio. Queste ultime possono essere mirate alla valutazione di nuovi indicatori economici da considerare nelle attività di sviluppo rete, alla definizione di nuove misure incentivanti per la realizzazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile e sistemi di accumulo e alla redazione di quadri normativi e best practices per le risorse di flessibilità.

Progetti R&D con ENSIEL

Progetti R&D con Ensiel: si tratta di numerosi progetti finanziati da Terna e sviluppati nella piena collaborazione con varie Università italiane.

Nel 2016 è stato firmato da Terna ed Ensiel il Protocollo d'Intesa, atto a definire la Convenzione Quadro tra le due parti. Da allora sono state firmate 36 specifiche tecniche, avviando altrettanti progetti di ricerca e sviluppo e coinvolgendo fino a 15 Università (Firenze, Bologna, L'Aquila, Padova, Roma, Milano, Cagliari, Pisa, Sannio, Palermo, Trieste, Cassino, Napoli). Nello specifico, i progetti riguardano tematiche quali: produzione dell'energia elettrica, mercato elettrico, sistemi ed impianti elettrici, utilizzazione e uso razionale dell'energia elettrica, nonché pianificazione e gestione dei sistemi elettrici.

La Convenzione Quadro con Ensiel favorisce il processo di procurement delle singole Università, permette di individuare i gruppi di ricerca accademica più adatti alla mission di progetto e, soprattutto, è fautrice della collaborazione tra il mondo della ricerca universitaria e quello di Terna.

Ad oggi sono stati conclusi 12 progetti. I deliverables ottenuti sono simulazioni, calcoli di rete, scouting e indagini bibliografiche, sperimentazioni, analisi costi benefici, tool software. Visti i notevoli risultati finora conseguiti, continuano a essere avviati nuovi progetti, per coprire esigenze di diversi rami dell'azienda, sia lato TO che SO.

Ad ottobre 2019 è stato anche realizzato un workshop per la disseminazione dei deliverables di alcuni progetti, con l'intenzione di realizzarne anche degli altri in futuro. Nello stesso anno, il Protocollo d'Intesa è stato rinnovato per altri 3 anni.

Cluster Tecnologico Nazionale dell'Energia

Partecipazione al «**Cluster Tecnologico Nazionale dell'Energia**», approvato e co-finanziato dal MIUR nel corso del 2017 e che vede Terna come socio fondatore.

I Cluster tecnologici nazionali sono reti di soggetti pubblici e privati che operano sul territorio nazionale in settori quali la ricerca industriale, la formazione e il trasferimento tecnologico. Funzionano da catalizzatori di risorse per rispondere alle esigenze del territorio e del mercato, coordinare e rafforzare il collegamento tra il mondo della ricerca e quello delle imprese.

Nell'ambito del Cluster, in particolare, Terna è impegnata nel **progetto «Living Grid»**, avviato quest'anno, che si inserisce nell'ambito delle traiettorie tecnologiche legate alla diffusione delle Smart Grid come fondamentale driver abilitante dell'ulteriore incremento delle Risorse Energetiche Distribuite (Distributed Energy Resources - DER) gestibile sulle reti di trasmissione e distribuzione e in generale dell'evoluzione verso sistemi elettrici sempre più flessibili.

A tal fine si sfrutterà la Smart Polygeneration Microgrid (SPM) del Campus di Savona, living-lab per diverse configurazioni di rete con diverse tecnologie di sistemi di produzione, accumulo e carichi presenti, nella quale poter sia ricreare ed analizzare una rete locale per sperimentare l'offerta di servizi di flessibilità al TSO e al DSO, sia studiare e validare nuove soluzioni volte a migliorare l'integrazione tra TSO e DSO stessi, anche grazie ad un nuovo protocollo di interfacciamento sviluppabile nell'ambito del progetto.

Per quanto riguarda questo caso-studio verranno inoltre effettuati approfondimenti e simulazioni, con riferimento al caso d'uso dei SEU, con lo scopo di:

- definire specifici modelli di business, facendo riferimento alle differenti tipologie di utenze e di tecnologie disponibili nel sito e declinandoli rispetto ai differenti servizi offerti dai SEU;
- implementare algoritmi e sviluppare metodi di ottimizzazione (per la gestione di reti e sistemi complessi) applicabili a SEU urbani che tengano in considerazione molteplici aspetti quali la gestione del rischio e la resilienza dei sistemi;
- implementare algoritmi e misure di rischio e resilienza e sviluppo di metodi di ottimizzazione per SEU urbani, basati sull'applicazione dei metodi delle reti complesse;
- valutare l'impatto ambientale dei SEU nel contesto delle reti di trasmissione nazionali ed interconnesse.

I partner direttamente coinvolti nel progetto sono ENEA, RSE, CNR, e-distribuzione, TERNA ed EnSiEL. Quest'ultimo per lo svolgimento delle attività di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale si avvarrà dei consorziati Università di Genova, Politecnici di Torino e Bari.

Crowd Balancing Platform – Equigy

L'iniziativa per lo sviluppo della **Crowd Balancing Platform (CBP)** è una collaborazione tra operatori di rete di trasmissione europei che congiuntamente intendono creare e sviluppare una **piattaforma basata su tecnologia Blockchain** che possa, nel contesto di evoluzione del Sistema Elettrico, rappresentare il link tra i singoli mercati dei servizi ancillari nazionali e le risorse distribuite coinvolgendo anche aggregatori e Original Equipment Manufacturer (OEM). In questi termini la **CBP punta a definire lo standard de-facto** nelle modalità di gestione dei dati **per il mercato business-to-consumers dei servizi ancillari**.

La piattaforma funzionerà in sinergia con gli altri sistemi e strumenti utilizzati dai TSO a livello europeo e nazionale e si proporrà come una interfaccia di facile utilizzo per automatizzare e semplificare le interazioni tra i soggetti coinvolti (aggregatori, TSO, DSO, car manufacturers,...).

Il consolidamento dell'operazione è avvenuto tramite la **formalizzazione di un Consorzio di TSO fondatori** (Terna, TenneT e Swissgrid) che ha portato alla **costituzione di una Joint Venture (Equigy) volta a sviluppare congiuntamente la soluzione tecnologica** delineata e aperta per statuto all'inclusione di ulteriori TSO europei che, insieme ai fondatori, saranno i soli responsabili della guida della società in virtù della **garanzia dei principi legati all'esercizio di attività in concessione e a quelli di terzietà e trasparenza** rispetto a logiche di mercato.

E-mobility Lab

Terna, nel suo ruolo di gestore del sistema elettrico nazionale, terzo ed indipendente rispetto a qualsiasi logica di interesse economico diretto, **è fortemente interessata a collaborare, in logica di Open Innovation, per lo sviluppo di soluzioni tecnologiche che possano avere un ruolo di abilitatori della transizione ecologica**. L'attesa progressiva elettrificazione della flotta di veicoli rappresenta una delle più importanti novità in termini di impatti sul Sistema Elettrico: è intenzione di Terna fare tutto il possibile perché tale trasformazione possa diventare una grande opportunità per il Sistema, attraverso la fornitura di servizi di flessibilità da parte delle "batterie su ruote".

In questo contesto nasce il dimostratore sperimentale "E-mobility Lab": presso la sede Terna di Torino è in via di ultimazione una struttura volta ad ospitare diverse tipologie di auto elettriche ed infrastrutture di ricarica (fino a 13 contemporaneamente), con lo scopo di approfondire le caratteristiche tecniche di queste e di caratterizzarle in quanto risorse di flessibilità per il Sistema Elettrico sia in modalità di carica (V1G) che in modalità di scarica (V2G o Vehicle to Grid).

Il focus di questo progetto di Innovazione sarà squisitamente tecnico: si sperimenteranno sul campo le prestazioni e i limiti dell'intera catena tecnologica auto-colonnina-sistema di controllo rispetto alla erogazione di un portafoglio completo di servizi di rete, **qualificando performance, invecchiamento e disponibilità**, sia dei componenti delle auto sia delle diverse colonnine di ricarica cui le auto saranno connesse.

In un contesto nel quale lo sviluppo della mobilità elettrica sembra aver repentinamente accelerato, risulta fondamentale che lo sviluppo tecnologico avvenga in maniera tale da soddisfare non solo le esigenze di mobilità, ma allo stesso tempo anche quelle del sistema più ampio nel quale le vetture elettriche si vanno ad inserire, con una visione sistemica e di ampio respiro. **Per questo motivo Terna si è attivata con un progetto di Innovazione di questo tipo, per guidare** - in virtù e nei limiti del suo ruolo di System Operator, terzo ed indipendente - **lo sviluppo di una tecnologia che promette di assumere una posizione fondamentale nel Sistema Elettrico del futuro**.

L'approccio ad una sperimentazione di questo tipo non può quindi che essere di *Open Innovation*: **l'E-mobility Lab è aperto a tutti** i produttori di auto, infrastrutture di ricarica ed in generale a tutti gli stakeholder del settore della mobilità elettrica che vogliano partecipare alla sperimentazione sostenendo i propri costi e beneficiando della facility messa a disposizione di Terna.

1.9.1.2 Sviluppo dei sistemi di accumulo

L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili ed il progressivo decommissioning degli impianti termoelettrici comporterà per il sistema elettrico la perdita di risorse programmabili in grado di garantire la copertura del fabbisogno quando le risorse non programmabili non sono disponibili a fornire servizi di rete necessari all'esercizio in sicurezza del sistema, quali la regolazione di frequenza e tensione e contributi in termini di potenza di cortocircuito e inerzia del sistema.

In tale contesto, lo sviluppo di almeno 6 GW di nuovi sistemi di accumulo centralizzati previsti nel PNIEC al 2030 (da localizzare preferibilmente nelle aree Centro-Sud, Sud e Sicilia), sia elettrochimico che idroelettrico, si rende necessario per il contributo significativo che questi sistemi possono fornire alle esigenze sopra richiamate.

Il Legislatore nazionale, recependo la direttiva europea 2009/28/CE, ha varato il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, con cui ha sancito l'impegno da parte dell'Italia a puntare ad una maggiore efficienza nei consumi e ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili. In particolare, per il conseguimento di tali obiettivi si prevede, oltre alle tradizionali misure di sviluppo della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione, anche il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica. A tal fine nel Piano di Sviluppo della RTN il Legislatore ha previsto tra gli interventi necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile anche nuovi sistemi di accumulo finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili". A tale riguardo, il D.Lgs 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie. A seguito della deliberazione dell'ARERA 288/12/R/eel e della relativa Determinazione n.8/12 del 19 Ottobre 2012, è stata avviata la sperimentazione dei sistemi di accumulo, al fine di verificarne le potenzialità ed efficacia sul sistema elettrico nazionale.

Con la delibera ARERA n.66/2013 sono stati ammessi al trattamento incentivante di cui all'art. 22.5 lettera d) del TIT 6 progetti pilota relativi alla sperimentazione di sistemi di accumulo "energy intensive" approvati nel Piano di Sviluppo 2011 per una potenza complessiva di 35 MW.

Nell'ambito della suddetta sperimentazione, sono stati connessi alla rete RTN:

- l'impianto di Ginestra (12 MW) sulla direttrice 150 kV Campobasso - Celle S. Vito;
- l'impianto di Flumeri (12 MW) sulla direttrice 150 kV Benevento II - Bisaccia;
- l'impianto di Scampitella (10,8 MW) sulla direttrice 150 kV Benevento II - Bisaccia.

Dal 1° gennaio 2016 si considera avviato il monitoraggio dell'esercizio dei suddetti impianti di accumulo per asservimento a servizi di rete, attraverso un innovativo sistema di monitoraggio, unico al mondo.

Nel corso del 2017/2018 sono state implementate ulteriori migliorie hardware e software dei sistemi di conversione e del relativo sistema di controllo al fine di ottenere una maggiore integrazione con il sistema di controllo centrale di impianto.

Nel corso del 2019 è proseguita la sperimentazione con le migliorie apportate negli anni 2017/2018. In esito ai risultati conseguiti nella sperimentazione in atto, potranno essere individuate ulteriori esigenze di sistemi di accumulo. Tali ulteriori esigenze sono confermate "in valutazione" fino all'esito della sperimentazione in corso.

Il know-how e le conoscenze di Terna nell'ambito delle tecnologie di accumulo sono stati ulteriormente approfonditi attraverso il progetto sperimentale Storage Lab, contenuto nel Piano di Difesa 2012 e approvato da ARERA con Deliberazione 43/2013/R/EEL dell'11 febbraio 2013.

Le installazioni sono state realizzate nelle due Isole Maggiori presso le stazioni elettriche di Codrongianos (SS) e di Ciminna (PA), per una potenza complessiva autorizzata pari a 16 MW, di cui circa 15 MW sino ad oggi installati o in corso di approvvigionamento. Nel corso del 2014-2015 si sono seguite le installazioni di sistemi di accumulo con tecnologia Litio e Zebra (batterie sodio-nickel) e nel 2016 le installazioni di sistemi con tecnologia a flusso. Nel 2019 è stato invece installato un sistema di accumulo elettrostatico a supercapacitori, ampliando il portfolio tecnologico dello Storage Lab con tecnologie non esclusivamente elettrochimiche.

Inoltre, nel corso del 2019 si sono avviate le attività di progettazione e installazione di un sistema di controllo avanzato, denominato “Virtual Storage Plant”, che permetterà l'esercizio dei sistemi di accumulo in maniera ottimizzata, implementando innovative tecniche di aggregazione e virtualizzazione.

Gli esiti delle attività di sperimentazione in corso, nonché una sintesi degli impatti sulla rete di trasmissione nazionale di tali dispositivi, sono disponibili sul sito www.terna.it.

La natura sperimentale dei progetti pilota è finalizzata anche a rendere disponibili risultati ed evidenze a soggetti che operano nel sistema elettrico, diversi dai gestori di rete, al fine di valutare in autonomia l'installazione e l'utilizzo dei sistemi di accumulo con finalità varie. Infatti, i sistemi di accumulo possono essere installati singolarmente oppure presso un centro di consumo, ovvero presso un impianto di produzione di energia elettrica e possono essere utilizzati per erogare i cosiddetti servizi di flessibilità (ossia, tutti i servizi di regolazione di frequenza e potenza), per la riduzione delle perdite di energia, per il miglioramento della continuità e della qualità dell'alimentazione, per contenere gli sbilanciamenti (soprattutto se combinati con impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili) e i picchi di prelievi di energia elettrica, nonché per massimizzare l'autoconsumo in sito. Terna ritiene infatti che i sistemi di accumulo possano fornire un contributo di rilievo nell'ambito del dispacciamento (ossia, dell'insieme delle attività finalizzate a garantire l'equilibrio tra domanda e offerta elettrica), soprattutto in un contesto in rapida e continua evoluzione, per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili, che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica. Si sottolinea però che, allo stato attuale, solo utilizzando i sistemi di accumulo per una pluralità di finalità, si potrebbero conseguire benefici sufficienti a compensare i costi sostenuti che, per quanto riguarda le varie tecnologie elettrochimiche, risultano ancora elevati. Al riguardo, va tenuto presente che un sistema di accumulo elettrochimico non può fornire tutti i servizi contemporaneamente e non può essere sempre disponibile per attivare un determinato servizio. La sua disponibilità a fornire un certo servizio dipende dalla sua taglia, dall'ubicazione e dallo stato di carica quando lo specifico servizio è richiesto.

A tal fine si segnala il progetto pilota di Terna sulla Fast Reserve per la contrattualizzazione a termine del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza con l'obiettivo di testare la fornitura di un servizio di riserva di potenza, ad oggi non ancora definito nell'ambito della regolazione nazionale, e di potenziale rilevanza strategica per la stabilità del sistema elettrico nell'ambito del processo di progressiva decarbonizzazione del parco di generazione italiano. Il progetto pilota relativo alla Fast Reserve, approvato con Delibera 200/2020/R/eel, si inquadra nell'ambito dei progetti pilota di cui alla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 300/2017/R/eel.

Il servizio di Fast Reserve contribuirà a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza, ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale. La progressiva riduzione dell'inerzia del sistema determina infatti un inasprimento delle variazioni della frequenza a seguito di errori, che devono essere contenute in tempi di risposta estremamente rapidi, non sempre compatibili con l'attuale contributo della regolazione primaria del parco di generazione tradizionale. Diventa pertanto essenziale introdurre un servizio caratterizzato da un tempo di piena attivazione inferiore a quello della regolazione primaria. Il servizio non è in sostituzione alla regolazione primaria ma coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema.

In particolare, il servizio di Fast Reserve è un servizio di riserva di potenza finalizzato a supportare le dinamiche di frequenza della rete elettrica ed è caratterizzato da tempistiche di attivazione a piena potenza (“full activation time”) non superiori a 1 secondo e da modalità di attivazione che lo differenziano da tutte le altre tipologie di servizi di regolazione di frequenza ad oggi definiti nel Codice di Rete.

Al progetto partecipano tanto gli accumuli (sia “stand alone” che “behind-the-meter”) quanto le unità di produzione “stand alone” e le unità di consumo che non prestano il servizio di interrompibilità, il tutto nel rispetto del principio di neutralità tecnologica.

Il quantitativo da approvvigionare individuato è pari a 118 MW nell'Area di assegnazione "Continente Centro Nord", 102 MW nell'Area "Continente Centro Sud" e 30 MW in "Sardegna". Dalle analisi effettuate negli scenari con più elevata penetrazione delle FERNP e phase out del carbone tali quantitativi rappresentano il minimo da approvvigionare per minimizzare, a partire dal 2022, il rischio di attivazione del piano di alleggerimento del carico in caso di incidente di riferimento anche in condizioni di rete isolata.

Il servizio di Fast Reserve verrà approvvigionato tramite aste di tipo "pay as bid" a un prezzo di assegnazione non superiore al prezzo di riserva fissato in 80.000 €/MW sulla base dei benefici attesi dal servizio, che prendendo come riferimento lo scenario PNIEC al 2025, sono stimabili tra 18 e 25 mln €/anno. Per ciascuna area è prevista un'asta al ribasso a sessioni multiple, fino a un massimo di cinque.

Le unità ammesse sono quelle tra 5 e 25 MW. Possono chiedere a Terna la creazione e la qualificazione di Fast Reserve Unit l'utente del dispacciamento, il titolare del dispositivo e un soggetto terzo aggregatore (Bsp) che ha ricevuto apposita delega.

I contratti, della durata di 5 anni (dal 1° gennaio 2023 al 31 dicembre 2027), prevedono l'obbligo di mettere a disposizione capacità di regolazione ultra-rapida per 1000 ore/anno. La parte rimanente della capacità disponibile, nonché la capacità contrattualizzata nelle ore dell'anno diverse dalle ore di disponibilità, potrà essere offerta sui Mercati dell'Energia e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento consentendo di realizzare il "revenue stacking", ovvero la possibilità di ottenere ricavi aggiuntivi a quelli garantiti dal corrispettivo fisso per la fornitura di riserva ultra-rapida. La prima asta, effettuata il 10 dicembre 2020, ha aggiudicato circa 250 MW a fronte di offerte superiori a 6 volte la capacità richiesta. In particolare, gli operatori del mercato hanno presentato progetti per 1.327 MW con un prezzo medio di aggiudicazione che è risultato pari a circa un terzo di quello a base d'asta. L'esito della gara, oltre a confermare il grande interesse degli operatori, ha evidenziato la maturità tecnologica degli accumuli che potranno in questo modo contribuire alla stabilità del sistema.

Altri 200 MW di accumuli elettrochimici, in assetto stand alone o in combinazione con fonti rinnovabili, sono stati approvvigionati da Terna nelle aste per il mercato della capacità con consegna 2022 e 2023.

Il rinnovo delle aste con consegna per gli anni successivi permetterà l'approvvigionamento di ulteriori sistemi di accumulo elettrochimico, considerata la disponibilità del mercato a realizzare queste iniziative a costi estremamente competitivi.

Gli impianti di accumulo idroelettrico hanno invece una struttura di investimento capital intensive, ma rispetto allo storage elettrochimico sono in grado di offrire prestazioni superiori in termini di quantitativi di energia stoccata. La realizzazione di storage idroelettrico inoltre determinerebbe benefici importanti anche nel settore idrico, in particolare nel mezzogiorno e nelle isole, aumentando la disponibilità degli invasi anche per gli usi irrigui, civili, idropotabili e industriali.

Tuttavia, gli attuali strumenti di mercato e l'attuale quadro normativo regolatorio non garantiscono la sostenibilità economica degli interventi.

Per permettere gli investimenti in nuova capacità di accumulo idroelettrica, è necessaria l'introduzione di meccanismi di contrattualizzazione a lungo termine che consentano la bancabilità dei progetti. L'intensità di capitale e la vita utile degli accumuli idroelettrici non rendono infatti possibile lo sviluppo di nuove iniziative facendo leva sui segnali di prezzo del mercato spot (sempre più influenzato dalle FER) o sul capacity market (caratterizzato da durata contrattuale e parametri economici non adeguati per tali sistemi). Una volta realizzati secondo schemi contrattuali a lungo termine, è poi necessario garantire una ottimizzazione dell'utilizzo di questi impianti, massimizzando i benefici per il sistema elettrico, ed evitando situazioni di ridotto utilizzo come avviene per gli impianti di pompaggio esistenti.

1

La pianificazione
della rete elettrica
nella transizione
ecologica

2

Lo stato
del sistema
elettrico

3

Scenari

4

Necessità
di sviluppo

5

Nuovi
sviluppi

6

Benefici
per il sistema



Per accompagnare il Paese nella transizione ecologica e mantenere alti livelli di efficienza e sicurezza nella trasmissione di energia elettrica, il nostro Piano deve partire dall'analisi dello stato del sistema. Questo ci permette di interpretare le esigenze segnalate dai nostri colleghi che hanno la responsabilità di gestire la rete, con l'obiettivo di consentire una sempre crescente integrazione delle fonti rinnovabili e mitigare i rischi di disservizio al fine di migliorare i profili di tensione e la qualità del servizio. Per pianificare lo sviluppo della rete guardiamo anche al mercato interno e ai segnali che provengono dall'accoppiamento con i mercati esteri, permettendo l'integrazione di nuove risorse che possono aiutarci a gestire la rete del futuro.



73.000 ca

LINEE IN ALTA TENSIONE GESTITE



33GW ca

EOLICO E FOTOVOLTAICO CHE HANNO ACCESSO ALLA RETE



45%

ORE DI FUNZIONAMENTO COME UNICA ZONA DI MERCATO



2.1	La Rete di Trasmissione Nazionale e le zone di mercato	96
2.2	Mix di generazione ed evoluzione delle FER	102
2.3	La domanda elettrica e l'evoluzione del "Carico Residuo"	106
2.4	Impatti sul sistema elettrico	115
2.5	Resilienza	132
2.6	Adeguatezza	143
2.7	Distribuzione territoriale delle criticità	148
2.8	Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	150
2.9	Il mercato elettrico	162
2.10	Misure di mitigazione del potere di mercato	190

2

Lo stato del sistema elettrico

La Rete di Trasmissione Nazionale e le zone di mercato

2.1.1 La Rete di Trasmissione Nazionale

La Rete di Trasmissione Nazionale di proprietà Terna registra una consistenza di oltre 66.000 km di linee (corrispondenti a circa 73.000 km di circuiti elettrici) e circa 890 stazioni elettriche (Figura 1). In particolare, la rete di trasmissione italiana è caratterizzata da cinque livelli di tensione: 380 kV, 220 kV, 150 kV, 132 kV e 60 kV.

FIGURA 1 *Consistenza elementi RTN in esercizio*

LINEE

Livello di Tensione	 Linee aeree (km)	 Linee in cavo interrato (km)	 Linee in cavo sottomarino (km)
380 kV	11.686	270	1.445
220 kV	9.477	384	234
≤150 kV	46.790	1.527	84
Totale	67.954	2.181	1.763

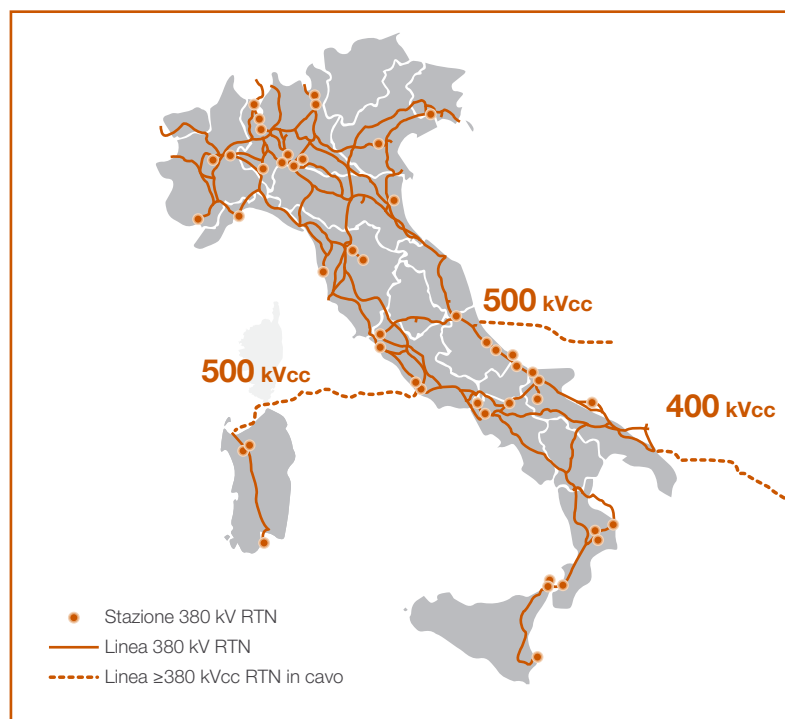
STAZIONI E TRASFORMATORI

Livello di Tensione	 Stazioni (#)	 Trasformatori (#)	 Potenza trasf. (MVA)
380 kV	166	413	119.458
220 kV	146	210	32.397
≤150 kV	577	127	4.102
Totale	889	750	155.957

Valori al 31 Dicembre 2020.

Generalmente, le reti esercite a tensione 380 kV e 220 kV (cd. di **Altissima Tensione, AAT**) rappresentano il backbone della rete di trasmissione italiana e servono a trasportare in sicurezza grandi quantità di energia elettrica su grandi distanze. I livelli di tensione 150 kV, 132 kV e 60 kV sono, invece, riservati alle reti di subtrasmissione (cd. di **Alta Tensione, AT**) e rendono capillare la distribuzione sul territorio dell'energia elettrica. In Figura 2 è mostrata la distribuzione geografica delle reti a tensione uguale o superiore a 380 kV.

FIGURA 2 Distribuzione della rete a 380 kV e dei collegamenti HVDC Sardegna-Penisola Italiana (cd. SA.PE.I.), Grecia-Italia (cd. GR.ITA.) e Montenegro-Italia (cd. MonIta)



LA NUOVA INTERCONNESSIONE CAPRI-CONTINENTE



Il nuovo elettrodotto, del tutto 'invisibile' in quanto interamente sottomarino e interrato, collega Capri alla terraferma e garantirà una maggiore qualità, affidabilità ed efficienza al servizio elettrico locale, con notevoli benefici per la collettività. La nuova linea sottomarina è lunga 19 km e completa l'anello elettrico da 160MW di capacità il cui primo tratto tra l'isola e Torre Annunziata era stato completato nel 2017. L'opera è stata realizzata impiegando tecnologie con minimo impatto ambientale: la posa dei cavi sottomarini, a una profondità di oltre 100 metri, è stata eseguita

con particolari accortezze ingegneristiche (tra cui la tecnica del 'directional drilling' agli approdi per l'alloggiamento dei cavi) che hanno consentito di limitare le interferenze con gli ecosistemi marini, lasciando inalterati gli habitat e garantendo al contempo la protezione del collegamento elettrico. All'entrata in esercizio della linea 'Capri-Sorrento' è inoltre legato il progetto di riassetto della rete elettrica nella penisola Sorrentina, che consentirà di smantellare quasi 60 km di vecchie linee aeree ormai obsolete, liberando territorio pregiato.



Inaugurazione collegamento elettrico con l'isola di Capri, 14 ottobre 2020.

2.1.2 Variazioni dell'ambito della RTN

Ai sensi dell'articolo 2 del Decreto del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero della Transizione Ecologica) 23 dicembre 2002 e dell'art 3.2, lettera f, di cui alla Deliberazione 627/2016/R/EEL e s.m.i. dell'ARERA nel Piano di Sviluppo vengono inserite le nuove proposte di modifica dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), relative ad acquisizione o dismissione di elementi di rete esistenti.

La modifica dell'ambito della RTN potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, è possibile prevedere la dismissione di elementi di rete e l'eventuale conferimento degli elementi in questione alle società che hanno formalizzato il proprio interesse all'acquisizione.



2.1.2.1 Proposte di variazione dell'ambito della RTN

Per quanto riguarda l'acquisizione o la cessione a Terzi di elementi di rete esistenti, con il presente Piano si rappresentano le proposte di variazione ambito RTN (Tabella 1 e 2).

TABELLA 1 *Proposte di ampliamento dell'ambito RTN*

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	MOTIVAZIONE PER LA CESSIONE
Edison	Linea 132 kV "Cesano Maderno – Nerviano"	132 kV	L'acquisizione della linea elettrica, già inserita nel Piano di Sviluppo 2008, approvato in data 11 dicembre 2008, è funzionale a massimizzare la sinergia con la rete di trasporto nazionale e minimizzare l'economia di gestione degli asset.
Edison	Linea 132 kV "Nerviano – Novara Est "	132 kV	L'acquisizione della linea elettrica, già inserita nel Piano di Sviluppo 2008, approvato in data 11 dicembre 2008, è funzionale a massimizzare la sinergia con la rete di trasporto nazionale e minimizzare l'economia di gestione degli asset.
Edison	Linea 132 kV "Novara Est – Vigevano"	132 kV	L'acquisizione della linea elettrica, già inserita nel Piano di Sviluppo 2008, approvato in data 11 dicembre 2008, è funzionale a massimizzare la sinergia con la rete di trasporto nazionale e minimizzare l'economia di gestione degli asset.
Edison	Linea 132 kV "Vigevano – Garlasco "	132 kV	L'acquisizione della linea elettrica, già inserita nel Piano di Sviluppo 2008, approvato in data 11 dicembre 2008, è funzionale a massimizzare la sinergia con la rete di trasporto nazionale e minimizzare l'economia di gestione degli asset.
Edison	Stazione 132 kV Novara	132 kV	La stazione è necessaria al fine di mantenere gli adeguati livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio della rete locale, in sinergia con l'intervento di sviluppo 155-P "Stazione 132 kV Novara Est".
Iren	Stalli 132 kV presso la SE Turbigo denominati TAG1-2 e TAG3-4	132 kV	Nell'ambito del procedimento di modifica di connessione dell'impianto di produzione di Turbigo, secondo quanto previsto dal Codice di Rete in materia di connessione, è prevista la separazione funzionale tra RTN e stazione elettrica di centrale. Per quanto riguarda la sezione 132kV, gli attuali stalli dei sistemi ausiliari di centrale saranno trasformati in stalli linea RTN che ospiteranno le nuove linee di utenza dei sistemi ausiliari di centrale.
Arvedi	Stazione Elettrica GIS 132 kV Elettra GLT (c.d. Servola AT) Friuli-Venezia Giulia	132 kV	L'acquisizione e finalizzata a garantire la risoluzione di criticità di esercizio nella gestione della RTN, nonché adeguati standard di continuità e sicurezza, insieme allo sviluppo razionale della rete, risultando inoltre potenzialmente sinergica con interventi già pianificati e futuri.
Arvedi	Stazione elettrica 132 kV AIS Servola UT Friuli-Venezia Giulia	132 kV	
Arvedi	Elettrodotto in cavo interrato 132 kV CE4 Servola UT-Elettra GLT (c.d. Servola AT) Friuli-Venezia Giulia	132 kV	

TABELLA 2 *Proposte di dismissione dall'ambito RTN*

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	MOTIVAZIONE PER LA CESSIONE
E-Distribuzione	Linea 60 kV "Castel di Sangro - Roccaraso"	60 kV	Esigenze di esercizio coordinato della porzione di rete al fine della gestione in sicurezza della rete di distribuzione

2.1.3 La suddivisione in zone di Mercato

Il Sistema Elettrico italiano presenta alcune caratteristiche uniche, derivanti dalla configurazione geografica del Paese: la quasi totalità della capacità di interconnessione con l'Estero insiste sulla frontiera Nord, mentre la geografia allungata determina la presenza di “colli di bottiglia” tra le diverse aree del paese, che causano difficoltà nell'ottimizzazione dei flussi di energia, in particolare verso le isole e tra il Nord e il Sud dell'Italia, determinando la necessità di dividere il sistema elettrico in diverse “zone di mercato”.

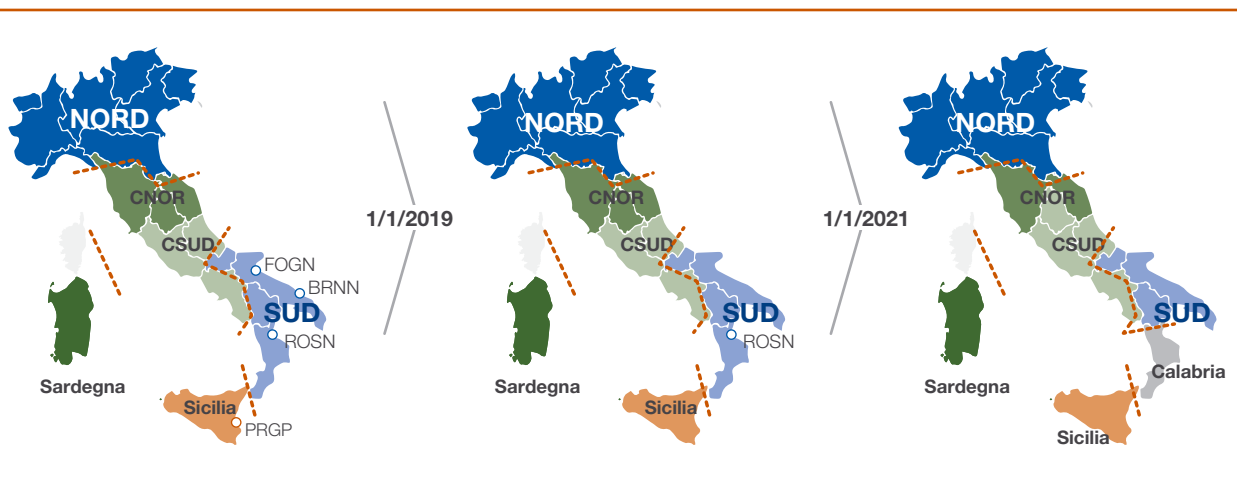
L'attuale disegno dei mercati elettrici in Italia prevede infatti, in linea con il quadro europeo, una rappresentazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso una struttura semplificata che aggrega in modo opportuno i nodi della rete elettrica. I possibili scambi di energia tra zone di mercato attigue sono opportunamente limitati in modo da implementare negli algoritmi di selezione delle offerte per i mercati dell'energia i vincoli derivanti dalla limitata capacità di trasporto della rete.

Per tale ragione ed in linea con le modalità ed i criteri previsti nella Delibera ARERA 111/06, Terna, fin dall'avvio del mercato elettrico in Italia, ha definito e sottoposto all'ARERA per approvazione, le diverse configurazioni zonali da adottare con una cadenza tipicamente triennale (Figura 3). Dopo l'entrata in vigore del Regolamento Europeo CACM¹, ARERA ha avviato un processo di revisione della configurazione zonale a livello nazionale, adattandolo ai nuovi criteri e alle nuove modalità stabilite nel suddetto Regolamento. La configurazione zonale valida fino al 2018 prevedeva la suddivisione della RTN in 6 zone geografiche (Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sicilia e Sardegna) e 4 poli di produzione limitata² (Brindisi, Foggia, Rossano e Priolo).

A valle del processo di revisione zonale condotto da Terna nel 2017, per effetto della Deliberazione 386/18/R/EEL, dal 1° gennaio 2019 è entrata in vigore una nuova configurazione zonale che, rispetto alla precedente, prevede l'eliminazione dei poli di produzione di Brindisi, Foggia e Priolo e lo spostamento nella zona di mercato Centro-Sud del nodo di Gissi.

Inoltre, con Deliberazione 103/2019/R/EEL, ARERA ha avviato un processo volto al pieno recepimento (dal 1° gennaio 2021) della struttura zonale individuata da Terna come la più efficiente. Questa prevede lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud, l'eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano e la creazione della zona geografica Calabria (coincidente con la medesima regione).

FIGURA 3 **Configurazioni zonali**



¹ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione.

² Un polo di produzione limitata identifica un insieme di impianti di generazione la cui massima immissione complessiva viene limitata per evitare congestioni di rete.

La capacità di scambio tra le diverse zone dipende dalle condizioni di disponibilità degli elementi di rete, nonché dalle condizioni di carico e generazione. Terna tiene conto dei segnali provenienti dal mercato elettrico nel processo di pianificazione della RTN, nell'ottica di risolvere le problematiche legate alla presenza di congestioni di rete.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nella riduzione delle congestioni tra zone di mercato e delle congestioni intrazonali, per consentire un migliore utilizzo del parco di generazione nazionale e una maggiore integrazione e competitività del mercato, come si vedrà in dettaglio nei paragrafi che seguono.



Mix di generazione ed evoluzione delle FER

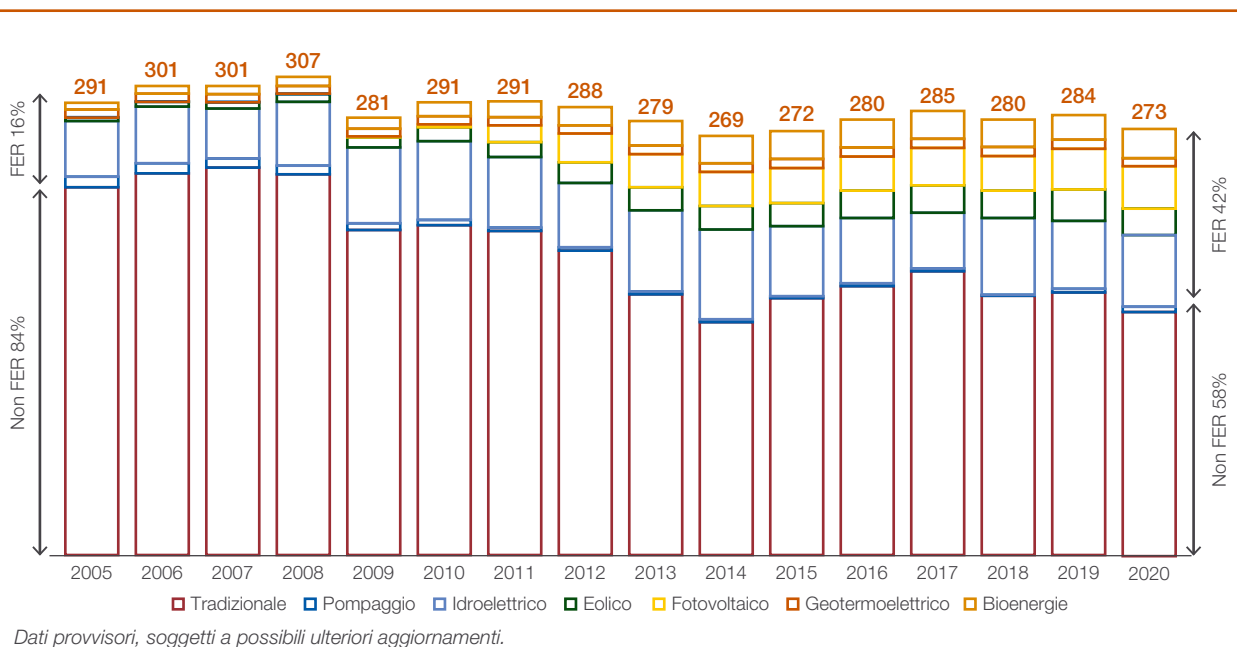
2.2.1 Evoluzione del mix di generazione

Il mix di risorse che contribuiscono alla produzione elettrica nazionale è fortemente variato negli ultimi anni. Se nel 2005 le fonti rinnovabili coprivano circa il 16% della produzione netta (contributo prevalentemente associato a impianti idroelettrici), negli ultimi anni tale percentuale si è più che duplicata: nel 2020, infatti, le fonti rinnovabili coprono circa il 42% della produzione nazionale (114 TWh su un totale di 273 TWh), in aumento rispetto al valore registrato nel 2019 e pari al 40%.

Ampliando l'analisi e considerando anche lo scambio con l'estero, la quota FER sul fabbisogno elettrico totale 2020, pari a 303 TWh, è stata pari al 38% (35% nel 2019). Il valore massimo di copertura FER, pari al 39%, si è registrato nel 2014, anno caratterizzato da un eccezionale apporto idrico.

La quota di produzione da impianti non rinnovabili sulla produzione nazionale si è ridotta dall'84% del 2005 al 58% del 2020 (Figura 4). In termini assoluti, tale riduzione risulta ancora più evidente con la generazione termoelettrica che è passata da un valore di 236 TWh nel 2005 a 157 TWh nel 2020 (ca. -33%).

FIGURA 4 **Evoluzione della produzione nazionale netta e distinzione per fonte [TWh]**

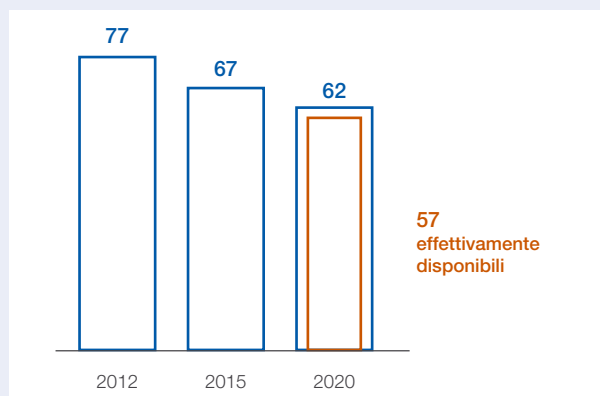




DISMISSIONI IMPIANTI TERMoeLETTRICI

Per quanto riguarda il parco di generazione tradizionale, fino al 2012 la capacità termoelettrica italiana ha vissuto una fase di ammodernamento e sviluppo, guidata dalle aspettative di crescita della domanda e dei prezzi dell'energia, arrivando a 77 GW di potenza installata. A partire dal 2013, però, il trend di installazioni ha subito una brusca frenata e negli anni successivi il parco termoelettrico complessivo si è fortemente ridotto a seguito di numerose dismissioni che hanno portato la capacità effettivamente disponibile al di sotto dei 60 GW (Figura 5).

FIGURA 5 Capacità installata netta termoelettrica [GW]



La dismissione di un'ampia quota del parco termico è connessa principalmente alla riduzione della profittabilità di tali impianti negli ultimi anni, causata sia dal rallentamento della domanda di energia elettrica che dalla crescita del parco rinnovabile che ha spiazzato gli impianti termici riducendone le ore equivalenti di produzione³ (Figura 6).

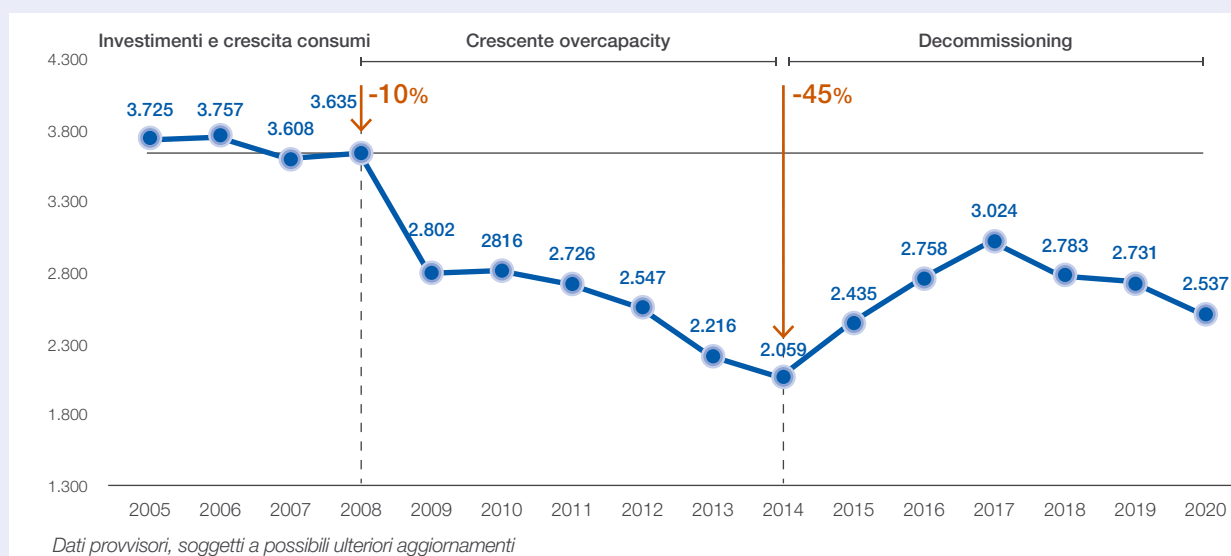
In particolare, l'evoluzione del parco termoelettrico dal 2005 ad oggi può essere sintetizzata nelle seguenti tre fasi:

Fase 1 - Investimenti e crescita dei consumi: fino al 2007, le previsioni di crescita dei consumi di energia elettrica e dei prezzi della commodity hanno spinto alla realizzazione di importanti investimenti in nuova capacità produttiva efficiente a gas, anche in sostituzione degli impianti alimentati da prodotti petroliferi. La crescita dei consumi ha mantenuto le ore equivalenti di funzionamento⁴ degli impianti ad un livello elevato, intorno alle 3.700 ore medie annue.

Fase 2 - Crescente Overcapacity: tra il 2008 e il 2014 la brusca riduzione dei consumi di energia elettrica causata dalla crisi economica unita all'acquisizione di quote di mercato da parte delle FER hanno portato ad una condizione di crescente "overcapacity" del parco termoelettrico. Ciò ha frenato gli investimenti in nuova capacità termoelettrica e ha causato una rilevante riduzione delle ore equivalenti di produzione degli impianti in esercizio, che hanno raggiunto nel 2014 valori intorno alle 2.000 ore medie annue, poco più della metà delle ore equivalenti prodotte nel 2005.

Fase 3 - Decommissioning: a partire dal 2014, la prolungata condizione di ridotta profittabilità di molti impianti termoelettrici ha comportato l'avvio di una fase di dismissione di una importante parte di essi. Tale fenomeno, assieme ad una parziale ripresa della domanda e al rallentamento delle installazioni di impianti FER, ha portato ad un incremento delle ore equivalenti di funzionamento del parco convenzionale, che nel 2020 si sono attestate nell'intorno delle 2.500 ore.

FIGURA 6 Evoluzione delle ore equivalenti di produzione da generazione termoelettrica [h/anno]



³ Convenzionalmente si indica con "ore equivalenti di produzione" il rapporto tra l'energia prodotta e la potenza nominale dell'impianto.

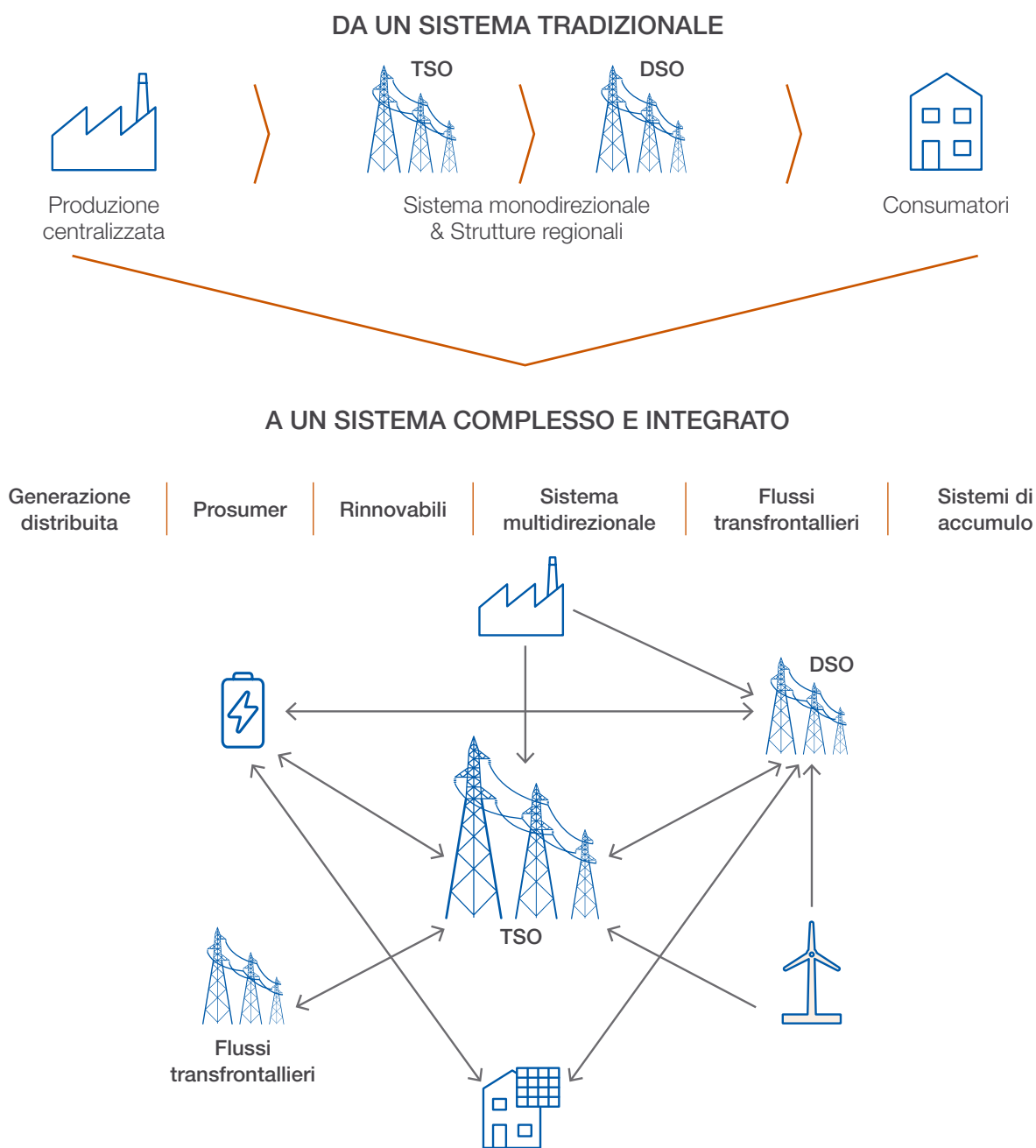
⁴ Calcolate come il rapporto tra produzione netta dell'anno e la media della potenza lorda termoelettrica installata a inizio e fine dello stesso anno.

2.2.2 Sviluppo delle fonti rinnovabili

Il settore elettrico italiano sta evolvendo molto rapidamente per effetto della **transizione ecologica** in atto: gli elementi più significativi del nuovo paradigma sono le **energie da fonte rinnovabile, da integrare e gestire, l'efficienza energetica, la digitalizzazione delle reti e i sistemi di storage**.

Si è passati ed è ancora in atto un processo di trasformazione da un sistema tradizionale "monodirezionale (produzione -> trasmissione -> distribuzione -> carichi) a un sistema più complesso e integrato con flussi di energia elettrica a più direzioni, ad alta volatilità e bassa prevedibilità. Per questo, i principali Transmission System Operator (TSO) europei come Terna stanno ridisegnando strategie e investimenti sulle reti, tenendo conto soprattutto del forte impatto dello sviluppo delle rinnovabili (Figura 7).

FIGURA 7 **Evoluzione del Sistema Elettrico Italiano**



La capacità eolica installata in Italia a Dicembre 2020 è pari a circa 10.918 MW. Gran parte è localizzata nella zona meridionale del paese (oltre il 90%), soprattutto Puglia, Sicilia, Campania, Basilicata, Calabria e Sardegna, aree che presentano caratteristiche più favorevoli dal punto di vista della disponibilità della fonte primaria. La capacità fotovoltaica installata alla stessa data è pari a circa 21.629 MW dei quali oltre 2.900 MW nella sola Puglia. In **Figura 8** è riportato il dettaglio per Regione della potenza degli impianti eolici e fotovoltaici installati a Dicembre 2020.

In particolare, nel 2020 la generazione da fonte fotovoltaica è cresciuta rispetto all'anno precedente di circa 729 MW mentre quella da fonte eolica di circa 160 MW (**Figura 9**).

FIGURA 8 Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia

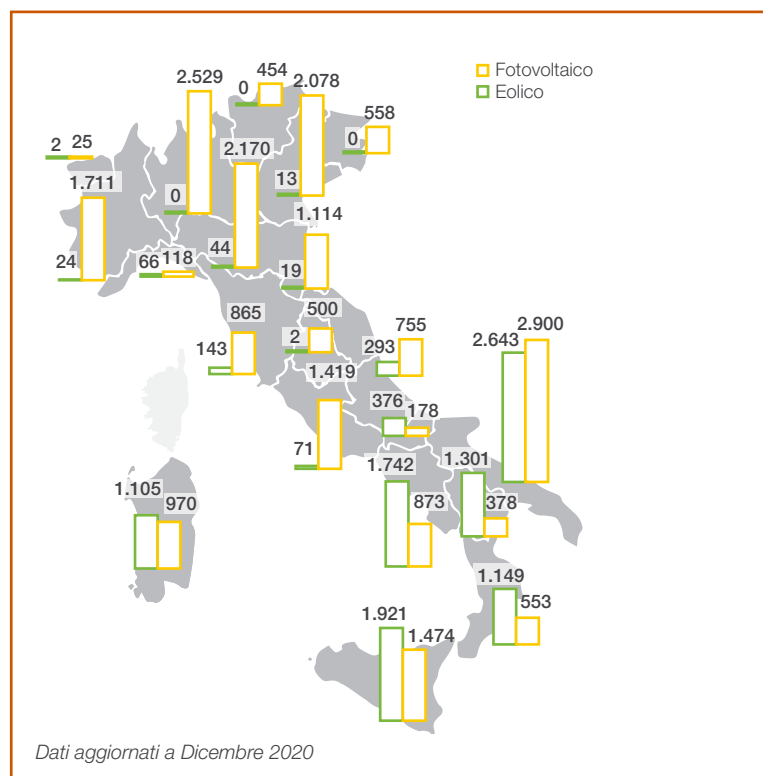
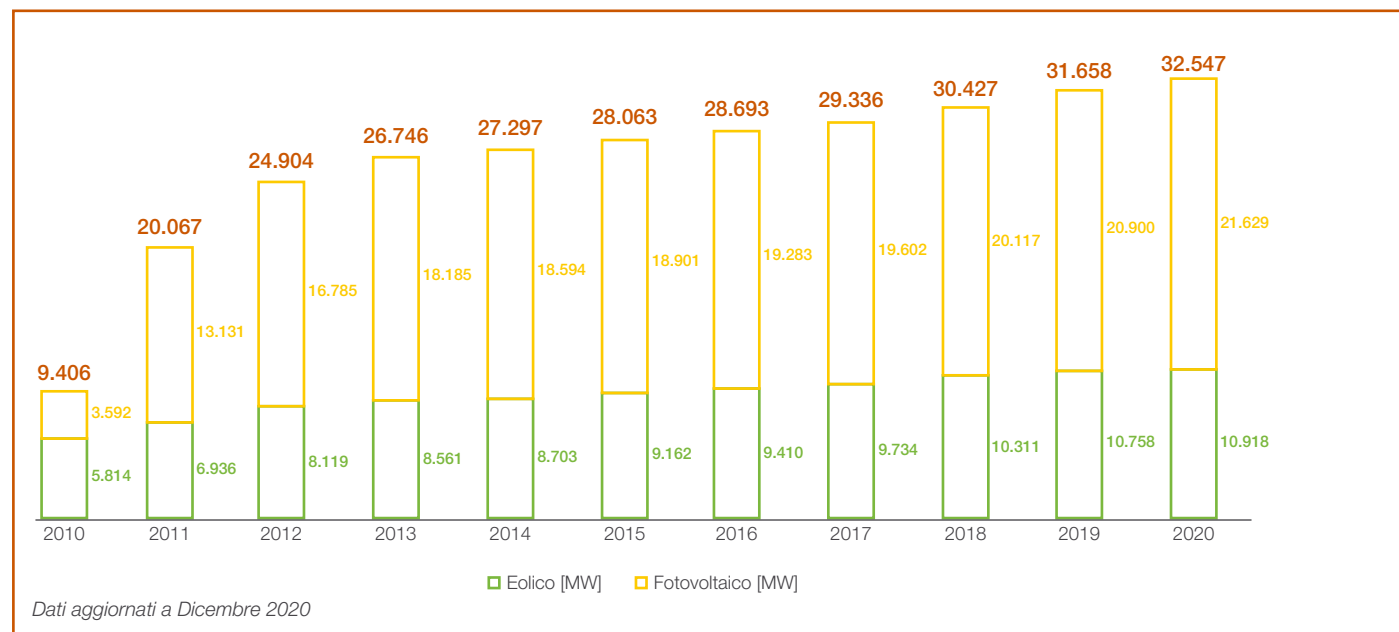


FIGURA 9 Potenza eolica e fotovoltaica installata 2009 - 2020



L'aumento della potenza eolica installata ha interessato la rete di trasmissione a livello AT, mentre gli impianti fotovoltaici (oltre il 90%) hanno interessato la rete di distribuzione ai livelli MT e BT. Essendo tuttavia le reti di distribuzione interoperanti con il sistema di trasmissione, gli elevati volumi aggregati di produzione da impianti fotovoltaici, in particolare nelle zone con basso fabbisogno locale, hanno un impatto su estese porzioni della rete di trasmissione e più in generale sulla gestione del sistema elettrico nazionale nel suo complesso.

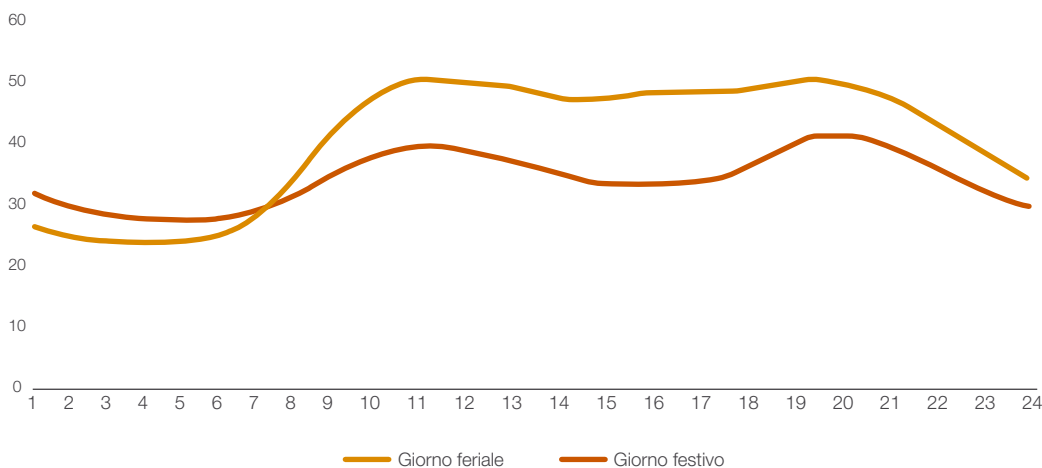
La domanda elettrica e l'evoluzione del "Carico Residuo"

2.3.1 Profili di domanda

La caratteristica peculiare della gestione del Sistema Elettrico è quella di dover assicurare, in ogni istante, l'**equilibrio tra il fabbisogno e la produzione di energia elettrica**.

Il **fabbisogno di energia elettrica** è caratterizzato da un profilo orario variabile sulla base di condizioni specifiche quali, ad esempio, la stagionalità, la temperatura, le festività o eventi socio-politici. Non è, quindi, possibile definire un profilo tipico giornaliero del fabbisogno. A titolo di esempio, si riportano in *Figura 10* i profili di fabbisogno in un giorno feriale e in un giorno festivo nel mese di febbraio. Come si evince dalla figura, entrambi i profili sono caratterizzati da una rampa di crescita mattutina, una lieve flessione nelle ore centrali della giornata seguita da una graduale risalita nelle ore serali (rampa serale) maggiormente marcata nei giorni festivi.

FIGURA 10 *Profilo di carico in un giorno feriale e in un giorno festivo di febbraio [GW]*



Il Sistema Elettrico deve essere in grado di gestire in ogni istante tali variazioni del fabbisogno in un range di valori che, nel 2020, è oscillato tra 17,2 GW (il 12/04/2020 alle ore 7:00) e 55,2 GW (il 30/07/2020 alle ore 16:00).

Nella **Figura 11** è riportata la **curva di durata della potenza oraria** del 2020 richiesta sulla rete italiana. Ogni valore della scala delle ascisse rappresenta il numero di ore dell'anno in cui la potenza richiesta è stata uguale o superiore al corrispondente valore riportato in ordinata. Storicamente, il **picco di fabbisogno** in Italia si è verificato nell'estate del 2015, quando la domanda ha raggiunto i **60,5 GW**.

FIGURA 11 *Curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete nel 2020 [GW]*

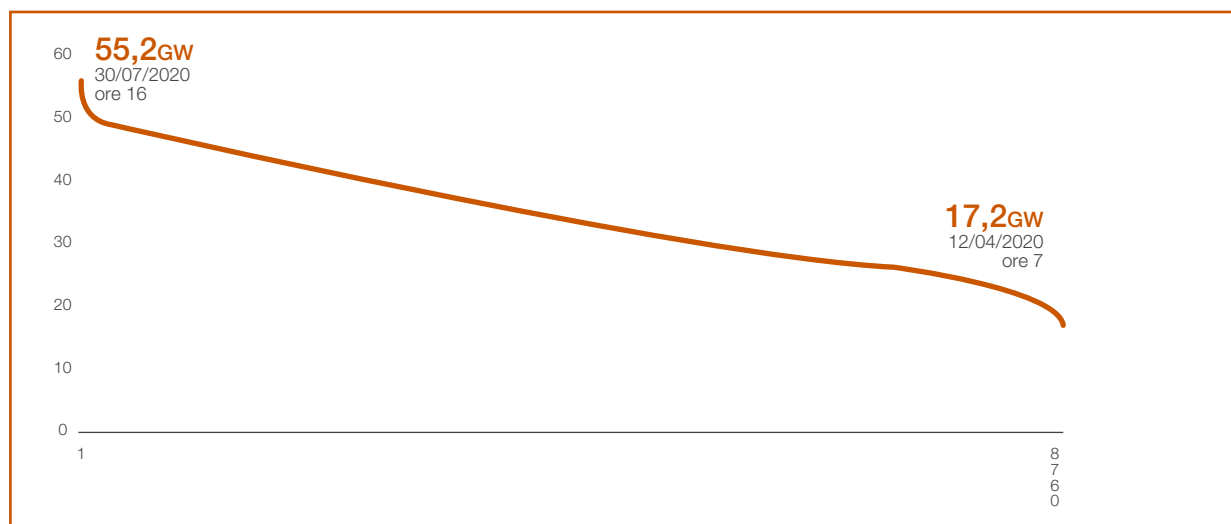
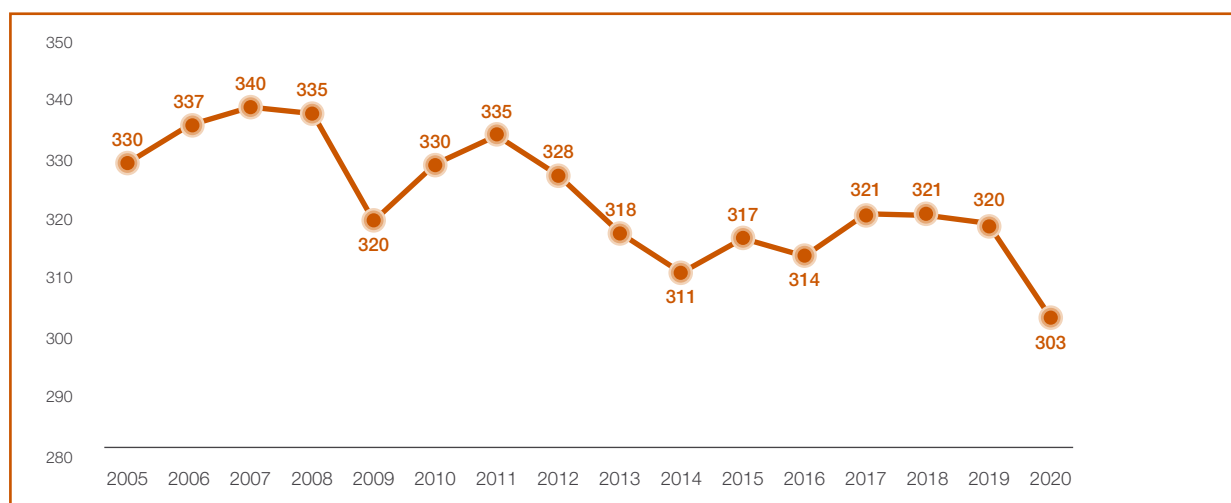


FIGURA 12 *Evoluzione domanda storica 2005 – 2020 [TWh]*



La domanda elettrica italiana, che negli ultimi anni si era attestata a valori costanti di circa 320 TWh, nel 2020 ha subito una drastica riduzione, registrando un valore pari a 303 TWh, valore in forte flessione (-5%) rispetto al 2019: la domanda registrata nel 2020 rappresenta il minor valore registrato a partire dal 2005 (**Figura 12**).

Nel 2020, infatti, a partire da metà marzo, il Sistema Elettrico Nazionale ha registrato una forte riduzione del carico nel periodo in cui sono state attive le misure introdotte dal governo atte a contenere la diffusione dell'epidemia COVID-19: in particolare le restrizioni imposte all'apertura degli esercizi commerciali e delle attività non essenziali, insieme alla massiva diffusione di pratiche di lavoro agile, hanno modificato le modalità di consumo di energia elettrica.

La **Figura 13** mostra la marcata riduzione dei prelievi nel periodo compreso tra la settimana 11 (metà marzo) e la settimana 26 (fine giugno), mediamente pari al -14% rispetto ai valori omologhi dell'anno 2019. La **Figura 14** riporta invece, per lo stesso periodo, l'andamento della curva di durata del fabbisogno e mostra la riduzione sensibile della potenza oraria rispetto all'anno precedente (il valore massimo registrato pari a 49,8 GW risulta in riduzione del 17% rispetto al valore di picco del 2019, mentre risulta più contenuta (-7%) la riduzione del valore minimo).

FIGURA 13 Andamento Fabbisogno settimanale [TWh]

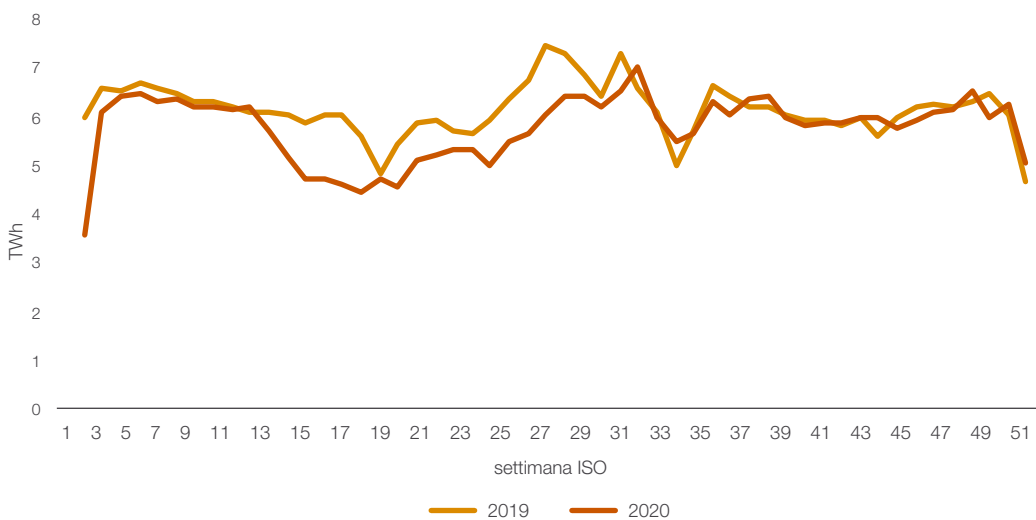
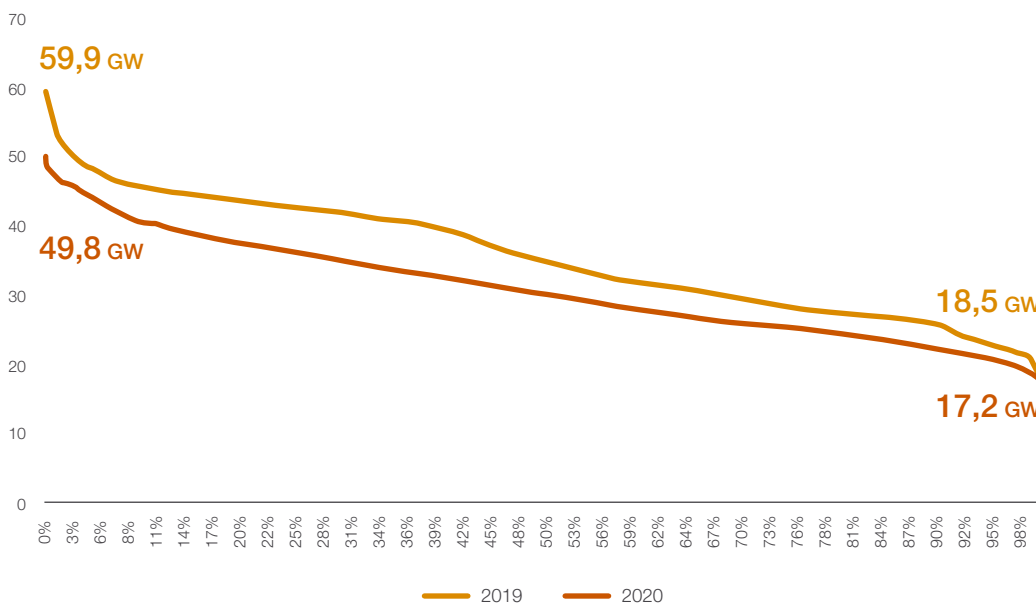


FIGURA 14 Curva di durata potenza oraria periodo Marzo-Giugno [GW]



La drastica riduzione del fabbisogno ha determinato condizioni di esercizio singolari e inusuali, per diversi fattori:

- ulteriore riduzione dei prelievi in un periodo dell'anno già caratterizzato da carico basso (periodo primaverile e delle festività pasquali) relativamente alla prima ondata pandemica;
- riduzione di carico non omogenea tra le diverse regioni italiane, dovuta a un decremento inizialmente più accentuato nelle regioni del Nord più colpite dall'epidemia, zone tendenzialmente con fabbisogno più elevato;

- riduzione di carico non omogenea anche nella tipologia dei consumi, per il drastico decremento dei consumi dei clienti industriali (più energivori), tipicamente omogeneo nelle varie fasce, a fronte di una riduzione più contenuta dei consumi terziari/domestici;
- ripetute condizioni di esercizio normalmente sporadiche, tipicamente concentrate solo in alcuni giorni dell'anno (e.g. Pasqua), che hanno comportato la necessità di un massivo utilizzo dei bacini di Pompaggio con un orizzonte di tipo giornaliero e non settimanale.

In sintesi, durante il periodo critico del 2020 si è registrato un aumento vertiginoso nella frequenza di accadimento di scenari di esercizio con fabbisogni ridottissimi e, quindi, con rischio di “overgeneration”, ovvero condizioni in cui è stato necessario intraprendere opportune azioni correttive per mantenere il bilancio tra generazione e consumi al fine di garantire, al contempo, la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico (es. frequente e significativo ricorso agli stoccaggi, riduzione della capacità di importazione, taglio della produzione rinnovabile).

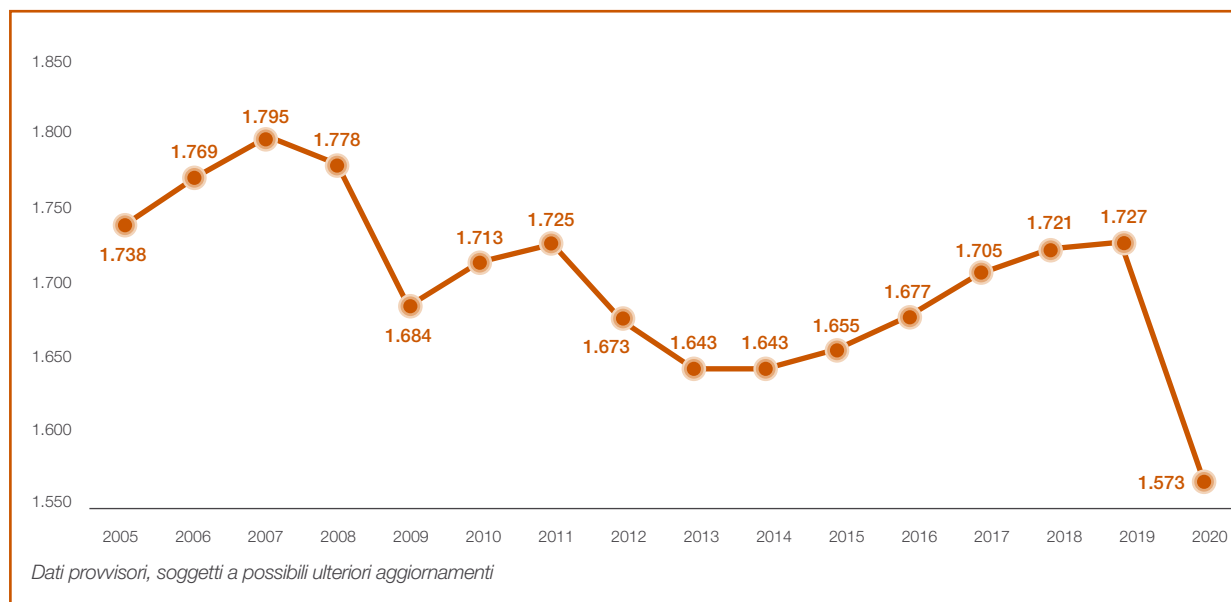
Per Terna, come per altri operatori del settore, il drastico e repentino cambiamento nelle abitudini di consumo ha costituito un'importante sfida, dovendo prevedere gli impatti di tale fenomeno sulla domanda di energia elettrica sia allo scopo delle attività di programmazione di breve e medio periodo, sia per l'esercizio dell'attività di Dispacciamento

La variazione della domanda è principalmente guidata da tre variabili che operano in direzioni diverse:

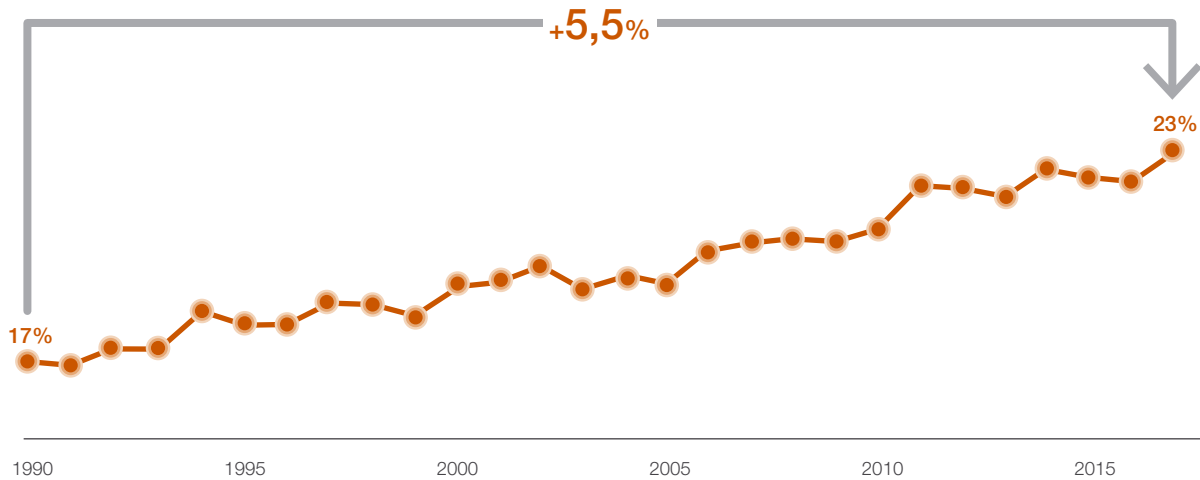
- **Crescita (Decrescita) economica:** l'incremento (decremento) del Prodotto Interno Lordo (PIL) tende ad aumentare (diminuire) i consumi di energia totali, nonché i consumi elettrici.
- **Elettrificazione dei consumi:** la transizione verso tecnologie ad alimentazione elettrica (es: auto elettriche, cucine a induzione, pompe di calore) tende ad accrescere la domanda elettrica.
- **Efficienza Energetica:** le tecnologie per l'efficientamento energetico dei consumi elettrici, sia a livello industriale che domestico, tendono a ridurre la domanda elettrica.

In particolare, l'andamento del PIL risulta ancora essere il fattore con la più alta incidenza sulla variazione dei consumi elettrici. Come si evince dal confronto tra la *Figura 12* e la *Figura 15*, i **trend di PIL e domanda elettrica hanno presentato un andamento fortemente correlato negli ultimi anni.**

FIGURA 15 *Evoluzione Prodotto Interno Lordo [mld€] (valori concatenati con anno di riferimento 2015 preliminare 2020)*



Ulteriore fattore di influenza sui consumi elettrici è il crescente ricorso al vettore elettrico nei consumi energetici finali. Dal 1990 al 2019, **la quota di elettrificazione**, ossia il rapporto tra i consumi elettrici e i consumi energetici finali, **è cresciuta di circa 6 punti percentuali**, come mostra la *Figura 16*.

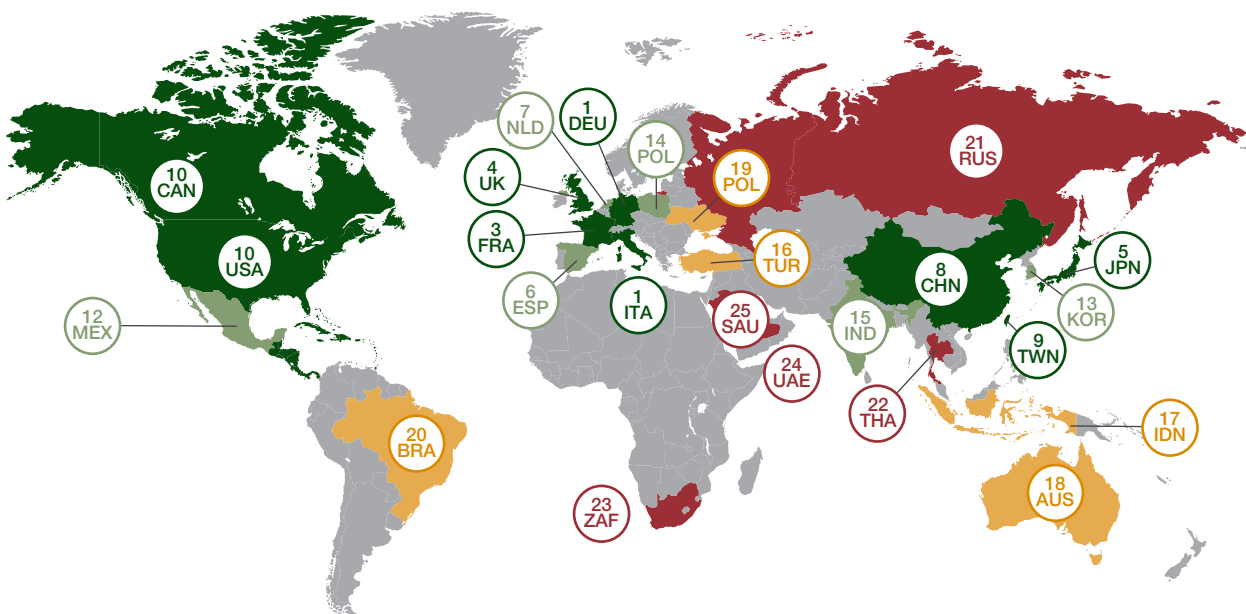
FIGURA 16 *Evoluzione della quota di elettrificazione sui consumi finali dal 1990 al 2019 [%]*

Fonte: Elaborazione Terna su dati Eurostat.

Infine, come detto, il principale fattore che tende a ridurre i consumi di energia elettrica è la spinta verso l'**efficientamento energetico**.

L'Italia è riconosciuta come un Paese ad alta efficienza ed è caratterizzata da valori di intensità energetica (definita come rapporto tra consumi di energia primaria e PIL) inferiori alla media dei Paesi europei. Negli scorsi anni sono state **promosse diverse iniziative e meccanismi a sostegno della riduzione dei consumi**, alcuni dei quali sono considerati come benchmark di riferimento per le politiche di efficientamento energetico (es. meccanismo dei Certificati Bianchi). Dal 2014 ad oggi, mediante l'utilizzo dei meccanismi di incentivazione dell'efficienza energetica presenti in Italia (Certificati Bianchi, Conto Termico, Detrazioni Fiscali, ...) sono stati conseguiti oltre **12 Mtep di risparmi cumulati di energia (consumi finali)**.

Nel suo ultimo rapporto 2018, l'**ACEEE** (American Council for an Energy-Efficient Economy), prendendo in considerazione 36 indicatori di performance energetiche e politiche di sostentamento dell'efficienza energetica, **posiziona l'Italia insieme alla Germania al primo posto del ranking di efficienza energetica** tra i Paesi oggetto di analisi (Figura 17).

FIGURA 17 *Classifica dei paesi mondiali con il più alto punteggio in termini di politiche e performance di efficienza energetica*

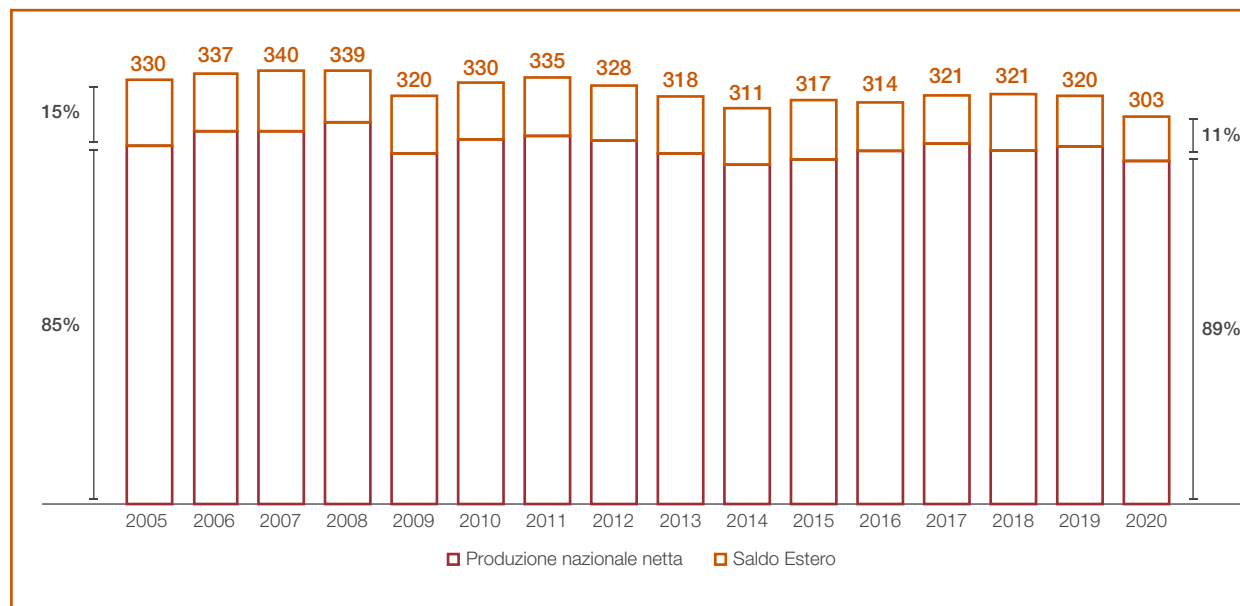
Fonte: ACEEE - The 2018 International Energy Efficiency Scorecard.

2.3.2 Copertura del fabbisogno

La copertura della domanda elettrica in Italia dal 2005 ad oggi è stata soddisfatta da un **mix pressoché costante di produzione interna e import estero**.

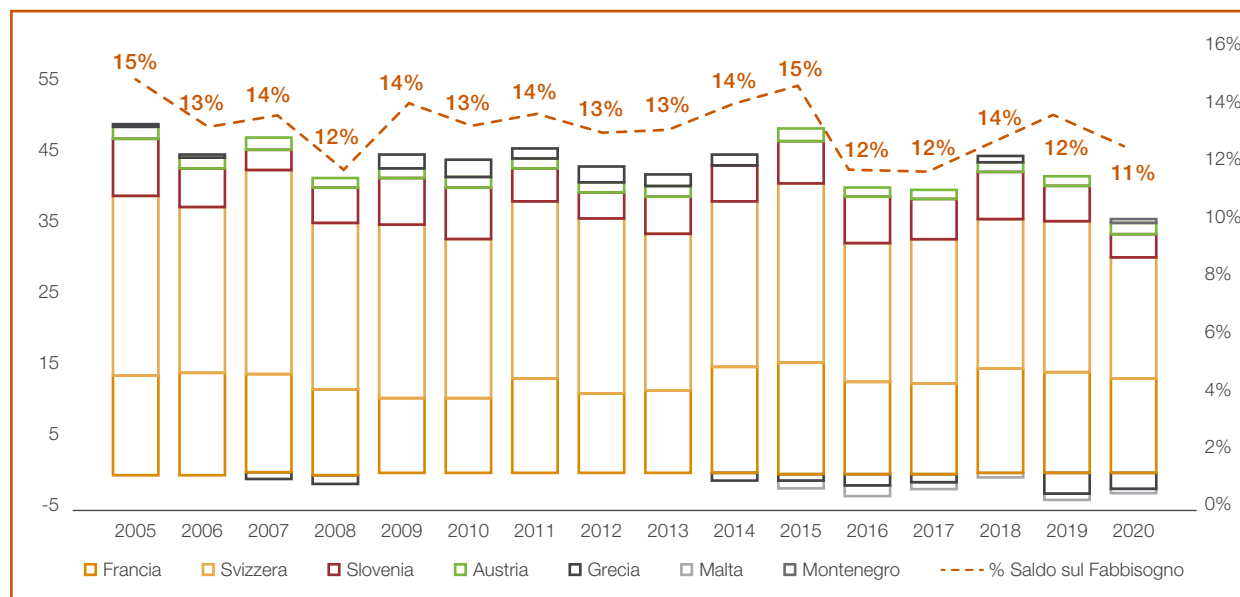
In particolare, circa il **89% del fabbisogno è assicurato da produzione nazionale**, pari alla produzione netta del parco di generazione decurtata dell'energia destinata ai pompaggi. Sebbene tale quota sia rimasta praticamente costante nel tempo (*Figura 18*), il contributo delle diverse fonti alla produzione interna è fortemente variato negli ultimi anni, come è stato già descritto nei paragrafi precedenti.

FIGURA 18 *Evoluzione del fabbisogno e distinzione tra produzione nazionale e saldo con l'estero [TWh]*



La quota di fabbisogno non assicurata dalla produzione nazionale, pari al 11% nel 2020, è garantita dall'interscambio con l'estero, grandezza che, come detto, ha mantenuto una quota percentuale sostanzialmente costante negli ultimi anni. Storicamente, l'Italia è un Paese importatore di energia elettrica, con uno scambio prevalentemente associato alle frontiere svizzere e francesi (circa il 94% nel 2020) sulle quali la capacità di interconnessione è maggiore (*Figura 19* e *Figura 20*).

FIGURA 19 *Dettaglio per frontiera del saldo con l'estero e copertura rispetto al fabbisogno [TWh, %]*

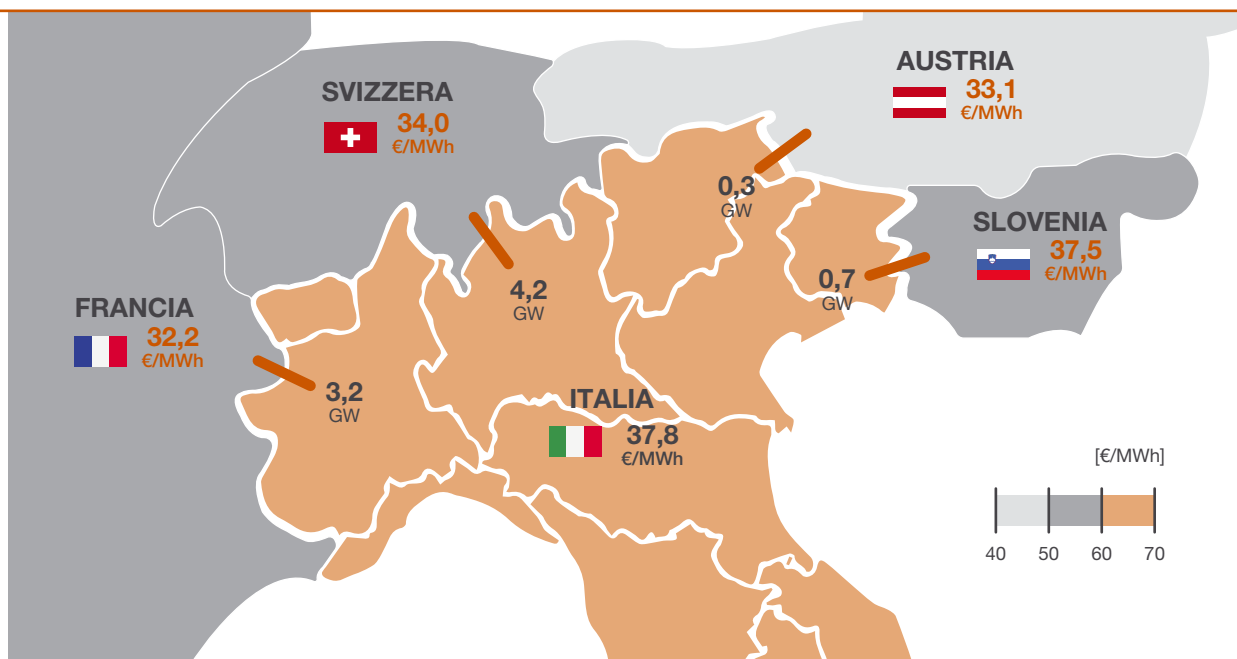


Il contributo dell'import, infatti, è principalmente guidato da due fattori fondamentali: il differenziale di prezzo tra l'Italia e i Paesi confinanti e la capacità delle interconnessioni transfrontaliere.

L'Italia presenta da anni uno spread positivo di prezzo dell'energia elettrica con i Paesi della frontiera Nord. Nel 2020, come conseguenza delle condizioni di emergenza che hanno interessato l'Italia come anche il resto d'Europa, lo spread medio rispetto a questi Paesi è stato inferiore al 59% rispetto al valore dell'anno precedente e pari a quasi 4 €/MWh (9 €/MWh nel 2019), con un differenziale massimo sulla frontiera francese (circa 6 €/MWh) e un differenziale minimo di 0,2 €/MWh con la frontiera slovena (Figura 20).

Tale differenza di prezzo è principalmente dovuta alla presenza di un **parco di generazione caratterizzato da tecnologie marginali con costi variabili generalmente più bassi nei Paesi della frontiera Nord rispetto all'Italia**: in Francia oltre il 70% della produzione elettrica proviene da nucleare, l'Austria copre il 60% dell'energia prodotta con idroelettrico, la Slovenia, invece, è caratterizzata da un mix di produzione in cui i 2/3 dell'energia prodotta provengono da idroelettrico e nucleare. Anche la Svizzera presenta uno spread negativo con l'Italia, essendo di fatto un ponte che collega l'Italia con Francia e Germania (che presenta elevati livelli di produzione da lignite ed eolico).

FIGURA 20 Prezzo medio annuo 2020 dell'energia elettrica [€/MWh] e capacità di interconnessione 2020 [GW] tra Italia e Paesi della frontiera Nord



Fonte: Dati Terna ed elaborazione Terna su dati Bloomberg.

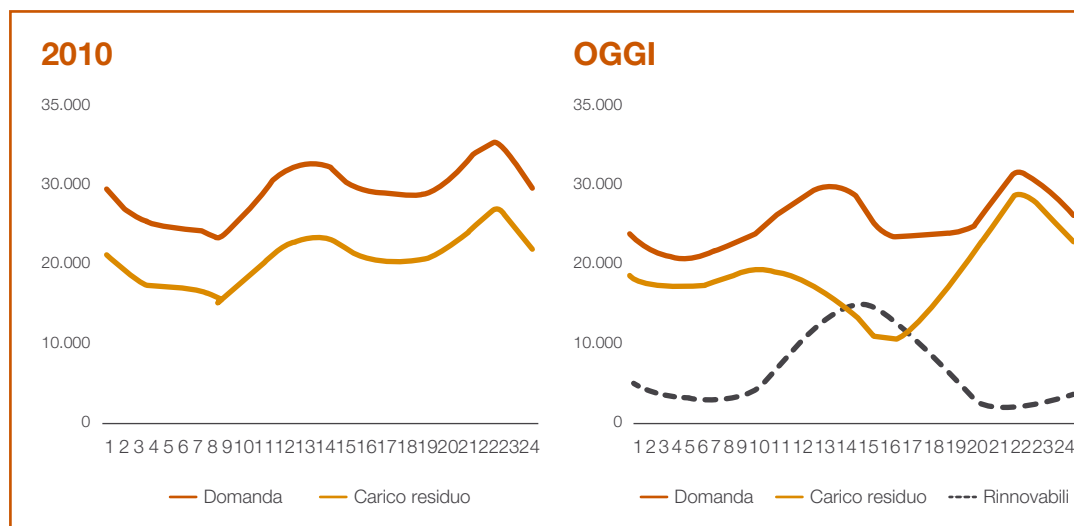
2.3.3 L'evoluzione del Carico Residuo

Il carico residuo rappresenta un parametro che ha assunto una notevole importanza negli ultimi anni con l'aumentare delle FRNP ed in particolare con la forte penetrazione del fotovoltaico. Infatti, il carico residuo definito come la differenza tra fabbisogno di energia elettrica e produzione proveniente da fonte rinnovabile non programmabile, corrisponde di fatto all'effettivo carico che deve essere coperto da impianti "programmabili" per soddisfare il fabbisogno.

La "forma" del carico residuo (Figura 21) si è evoluta negli ultimi anni differenziandosi sempre di più dalla forma della domanda elettrica complessiva, e questo fenomeno sarà sempre più evidente negli scenari previsionali, come si vedrà nel Capitolo 4 per effetto del previsto importante incremento della generazione fotovoltaica. L'andamento del carico residuale sarà diverso da quello del fabbisogno complessivo soprattutto in giornate caratterizzate da un'elevata produzione di

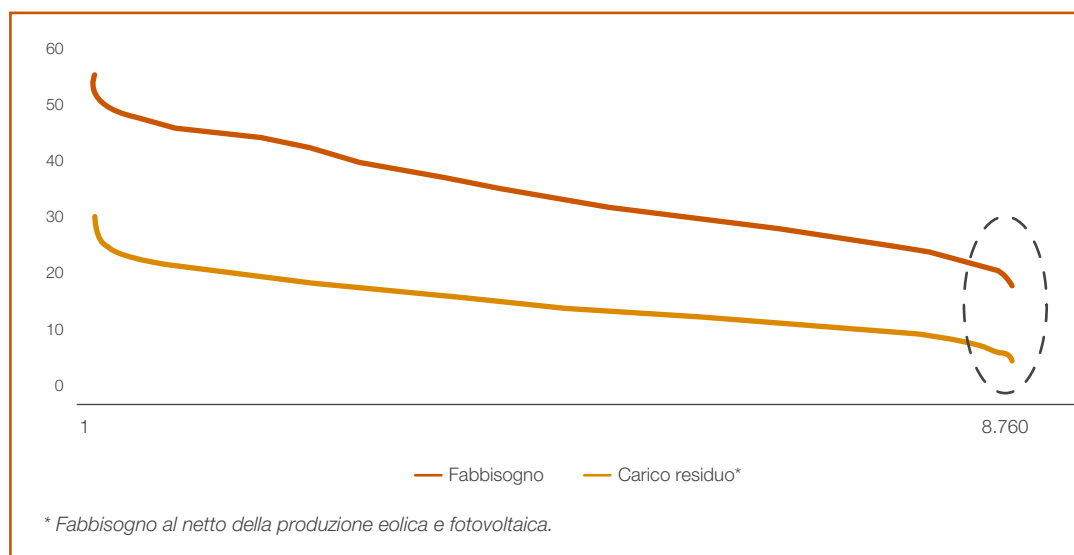
fotovoltaico e di rinnovabile in generale. In tali giornate, la curva del carico residuo assume forme del tipo “duck curve”, estremamente differenti rispetto a quelle del fabbisogno totale, con forti variazioni nel corso della giornata e un incremento della ripidità della rampa serale a causa del contemporaneo aumento del fabbisogno e riduzione della produzione fotovoltaica, che determina la necessità di un rapido aumento della produzione da fonti programmabili.

FIGURA 21 *Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione fotovoltaica ed eolica e del carico residuo [GW]*



Il trend appena descritto può essere osservato anche su base annuale (Figura 22), attraverso il confronto delle curve di durata del fabbisogno e del carico residuo (ottenuto sottraendo al fabbisogno la produzione da rinnovabile e lo scambio con l'estero e aggiungendo il consumo dei pompaggi).

FIGURA 22 *Curva di durata del fabbisogno e del carico residuo nel 2020 [GW]*



Nel 2020 la drastica riduzione dei consumi ha comportato un decremento del carico residuo coperto da produzione termica e di conseguenza una riduzione dei margini operativi a scendere con impatti sia in termini di adeguatezza (per garantire un livello congruo di riserva operativa), sia in termini di sicurezza, dato il minor numero di impianti termoelettrici complessivamente in esercizio al fine di regolare la tensione, come verrà illustrato successivamente nel dettaglio.

Nei grafici seguenti (*Figure 23 e 24*) è possibile confrontare il carico residuo e la sua curva di durata nel periodo da marzo a giugno per gli anni 2019 e 2020: è evidente la complessiva riduzione del fabbisogno residuo del 2020 rispetto all'anno precedente, riduzione che ha interessato tutto il periodo analizzato, specialmente le festività pasquali in cui sono stati raggiunti i valori minimi.

FIGURA 23 *Curva di durata del carico Residuo Marzo-Giugno [GW]*
Fabbisogno -(Rinnovabile, Pompaggio e Scambio Estero)

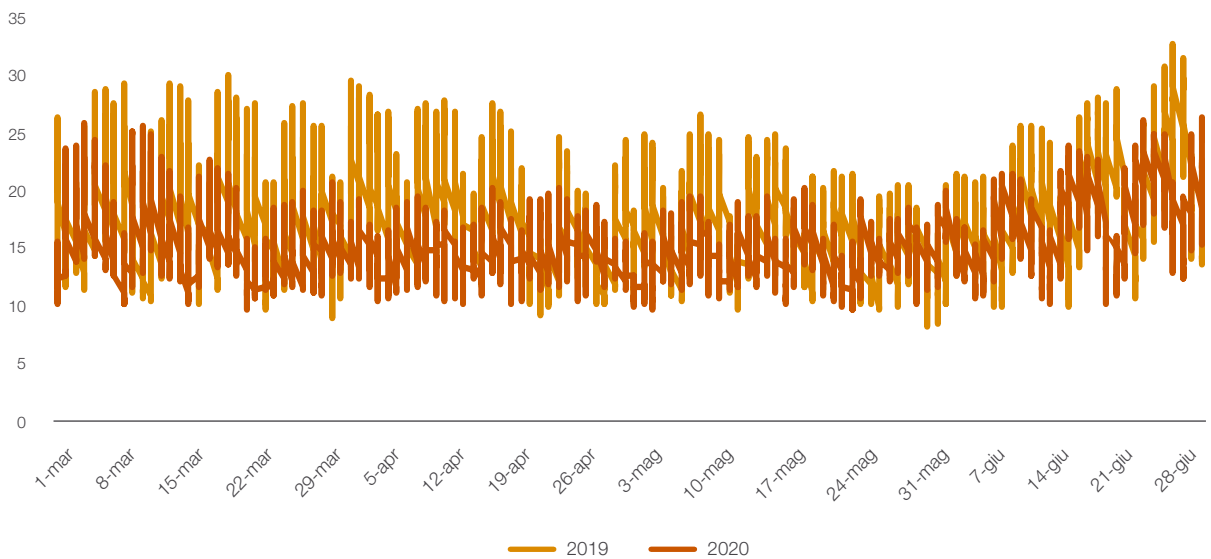
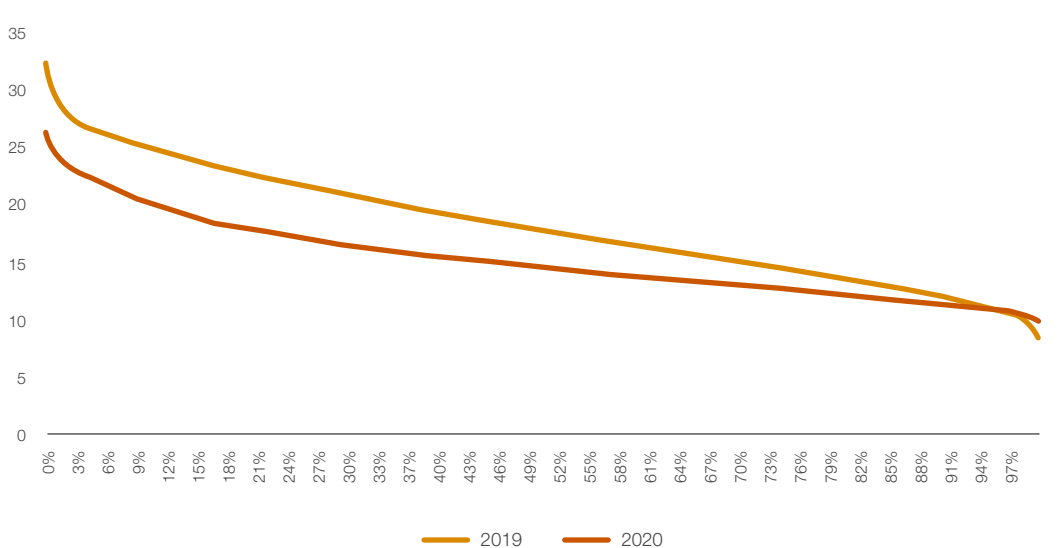


FIGURA 24 *Carico Residuo Marzo-Giugno [GW]*
Fabbisogno -(Rinnovabile, Pompaggio e Scambio Estero)



Impatti sul sistema elettrico

2.4

La transizione ecologica in atto non è a impatto zero per il Sistema Elettrico. Le variazioni dello stato del sistema elettrico (incremento FER, decommissioning termoelettrico, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi significativi impatti sulle attività di gestione.

La principale differenza “tecnica” tra impianti FER e impianti termoelettrici è che i primi si interfacciano alla rete mediante l'utilizzo di componenti c.d. statici (ad esempio gli inverter degli impianti fotovoltaici), i secondi mediante macchine rotanti. Per le caratteristiche intrinseche di tali tecnologie, i gruppi statici presentano minore propensione a sostenere i parametri fondamentali per l'esercizio in sicurezza della rete rispetto ai gruppi rotanti.

Per loro natura gli impianti FER sono caratterizzati da profili di produzione non programmabile e ciò implica che l'energia elettrica prodotta da tali impianti non segua le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche delle singole fonti energetiche (ad esempio la produzione fotovoltaica è massima nelle ore centrali della giornata e nulla nelle ore notturne).

Tali caratteristiche generano i seguenti impatti nella gestione della rete:

- riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di regolazione della frequenza (regolazione della potenza attiva);
- riduzione del margine di adeguatezza per coprire i picchi di carico, che si possono verificare in orari a bassa produzione di FER;
- crescenti periodi di over-generation nelle ore centrali della giornata (produzione maggiore del fabbisogno) che possono portare a tagli dell'energia prodotta se il Sistema non è provvisto di capacità di accumulo o di riserva adeguate;
- crescente ripidità della rampa serale del carico residuo, causata dalla drastica e repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali, per cui è necessario un rapido aumento della produzione da impianti flessibili, come visto nel precedente paragrafo;
- aumento del fabbisogno di riserva legato alla maggiore presenza di FRNP e alla loro aleatorietà.

Per far fronte a questi fenomeni Terna ha avviato un programma di installazione di compensatori sincroni per la regolazione di tensione e potenza reattiva. Tali macchine rappresentano, soprattutto in condizioni di consumi ridotti, uno strumento chiave per la gestione in sicurezza della rete elettrica, supportando l'inerzia, la regolazione di tensione e la potenza di corto circuito ai nodi della rete, diminuendo la necessità di generazione termoelettrica e di modulazione delle fonti rinnovabili non programmabile. Accanto ai compensatori, ulteriori strumenti finalizzati al miglioramento delle tensioni e della stabilità della rete riguardano l'installazione di:

- 1) Reattori, soprattutto nelle zone dove si registrano, nelle ore di basso carico, tensioni elevate;
- 2) STATic COMPensator (STATCOM), dispositivi elettronici di potenza che consentono di regolare la potenza reattiva immessa/assorbita e di controllare la stabilità di sistema anche in presenza di forte penetrazione di generazione tipo inverter-based (rinnovabili e HVDC);
- 3) Resistori stabilizzanti, per la stabilità dinamica e lo smorzamento delle oscillazioni di rete.

Infine, come osservato, la crescita degli impianti FER è avvenuta in maniera disomogenea sul territorio italiano, sulla base della presenza della fonte (es: eolico principalmente al Sud Italia), e spesso non coerente con la localizzazione dei luoghi di consumo. Inoltre, in particolare per il fotovoltaico, l'installazione degli impianti si è concentrata su reti a Media e Bassa Tensione, che tradizionalmente erano caratterizzate dalla presenza di soli carichi elettrici. Ciò comporta per il Sistema Elettrico:

- aumento delle situazioni di congestioni di rete, a causa della loro dislocazione non coerente con i luoghi di consumo;
- nuove problematiche di gestione del sistema legate alla crescente presenza di impianti di generazione sulle reti di media e bassa tensione.

Se da un lato, l'attesa penetrazione delle FER porterà a nuove sfide e a nuovi modi attraverso i quali gestire in sicurezza l'esercizio del Sistema Elettrico, attraverso le azioni precedentemente descritte, dall'altro è possibile ed auspicabile promuovere una partecipazione sempre maggiore di tali risorse attraverso le seguenti iniziative:

- abilitare la partecipazione strutturale delle FER alla fornitura dei servizi di riserva e bilanciamento, soprattutto relativamente ai servizi “a scendere” che meglio si adattano alle caratteristiche intrinseche di tali risorse;
- prevedere il supporto sistematico alla regolazione di tensione del sistema elettrico valorizzando le potenzialità degli inverter;
- prevedere una progressiva integrazione di tali risorse con i sistemi di difesa di Terna in modo tale da massimizzare le capacità di trasporto della rete garantendo al contempo il rispetto dei vincoli di sicurezza.

2.4.1 Qualità del servizio

Per Qualità del servizio si intende la capacità di garantire la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, frequenza e tensione entro i range ammissibili) e la qualità dello stesso (livello di tensione, forma d'onda).

La qualità del servizio è un aspetto che riveste un'importanza crescente. Ciò è dovuto principalmente a due fattori:

- la crescente elettrificazione dei consumi degli utenti finali, che rende fondamentale la disponibilità continuativa del servizio;
- la sempre maggior presenza di componenti elettronici per l'automatizzazione degli impianti di utenza, specialmente industriale, che necessitano per il loro corretto funzionamento di un alto livello di qualità della fornitura di energia elettrica.

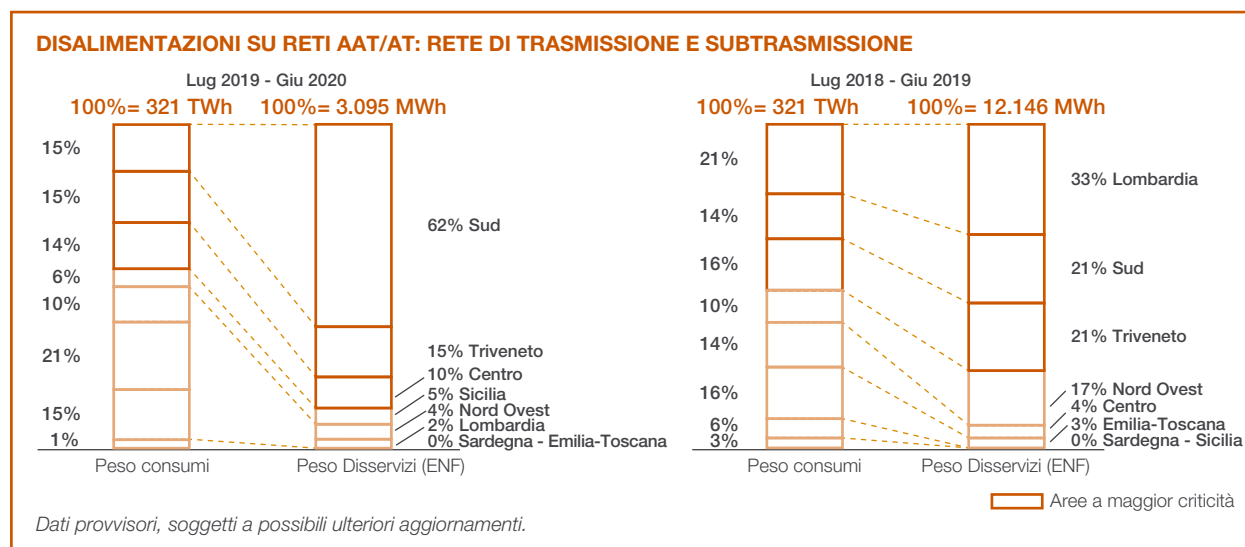
Tale visione è concorde con gli indirizzi forniti dall'Autorità negli ultimi anni, la quale ha regolato la tematica mediante l'emanazione nel 2011 della Delibera ARG/elt 197/11 “Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015” e nel 2015 della Delibera 653/2015/R/EEL “Testo integrato della regolazione output- based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”, allo scopo di limitare il numero di interruzioni e dei buchi di tensione subiti dagli utenti connessi alla rete AT.

La trattazione sulla qualità del servizio può essere distinta nelle tematiche della continuità del servizio e della Power Quality.

2.4.1.1 Continuità del servizio della rete di trasmissione- Reti AAT/AT

La continuità del servizio è associata principalmente alla capacità di un sistema di garantire il trasporto dell'energia prodotta dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti. L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo. Nella *Figura 25* sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2019 e Giugno 2020 hanno registrato i livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica più critici riguardo ai rispettivi tassi di domanda.

FIGURA 25 *Continuità del servizio di alimentazione – Disalimentazioni su reti AAT/AT (rete di trasmissione e reti di subtrasmissione)*



Circa l'87% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le Regioni del Sud⁵, del Triveneto⁶ e del Centro.

2.4.1.2 Power Quality

La Power Quality, intesa come il mantenimento dei parametri tecnici caratterizzanti le tensioni e la frequenza di alimentazione dell'utenza entro limiti definiti, viene monitorata da Terna mediante l'analisi di dati ad hoc registrati in numerosi nodi della rete AT opportunamente individuati.

Infatti, in ciascun nodo di una rete elettrica, si verificano variazioni lente di tensione, legate principalmente alle modifiche periodiche del carico da alimentare, oltre che alle sue caratteristiche (componente attiva/reactiva) - tra le ore diurne e notturne, i giorni feriali e festivi, i mesi estivi e invernali - e della potenza generata dalle centrali - giornaliera, settimanale, stagionale - in relazione alle disponibilità di energia primaria ed ai vincoli di flessibilità delle unità di produzione.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue contribuiscono a far variare la tensione, generalmente in diminuzione, dei nodi nelle rispettive zone di influenza e nei periodi caratterizzati da elevata richiesta in potenza; viceversa, nelle situazioni fuori picco, si registrano valori di tensione in aumento.

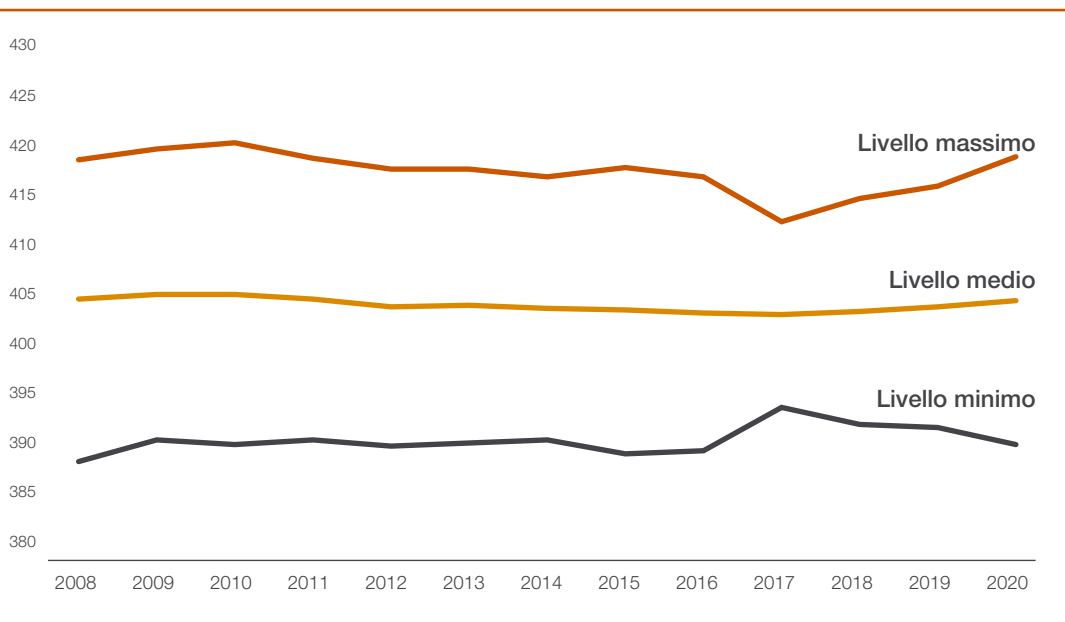
Il livello di tensione è un elemento fondamentale per assicurare la qualità del servizio; per questo motivo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Le analisi mostrano che negli ultimi quattro anni, le tensioni si sono mantenute in generale nell'intervallo di circa $\pm 5\%$ attorno al valore di esercizio di 380 kV.

Per il periodo Luglio 2019 - Giugno 2020 si è osservata per le stazioni a 380 kV una deviazione dei valori intorno alla media di circa 5 kV. L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona

⁵ Il giorno 29 maggio 2020, a seguito della rilevazione di scariche parziali presso la CP Rutigliano, di proprietà di e-distribuzione, è stato disalimentato l'utente Divella, comportando una ENF di circa 828 MWh.

⁶ Nel mese di novembre 2019 si sono verificate condizioni meteorologiche avverse che hanno interessato l'intera penisola italiana ed in particolare il Trentino-Alto Adige, comportando una ENF di circa 280 MWh.

FIGURA 26 Range di Variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 380 kV dal 2008 al 2020 (kV)



qualità del servizio elettrico, benché si noti un lieve aumento dei valori massimi di tensione, legato ai minori flussi sulle dorsali 380 kV durante le ore di basso carico.

La [Figura 26](#) riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 380 kV della RTN⁷, nel periodo 2008-2020.

Nel suddetto periodo di riferimento le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e all'installazione dei dispositivi di compensazione della potenza reattiva effettuati negli ultimi anni, si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 404 kV per i nodi della rete a 380 kV.

Nell'analizzare le criticità della rete sono prese in esame le seguenti situazioni tipiche:

- ore a basso carico, in cui è maggiore la probabilità di tensioni elevate a causa del ridotto impegno della rete;
- ore di alto carico in cui è invece più probabile rilevare valori di tensione bassi a causa dell'entità dei prelievi e dei consistenti fenomeni di trasporto sulle linee di trasmissione.

La [Figura 27](#) e la [Figura 28](#) riportano l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 380 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

Nella [Figura 29](#) sono elencati i nodi della rete nazionale a 380 kV i cui valori di tensione più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV (tale soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce per Terna un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra Luglio 2019 e Giugno 2020.

Si notano valori di tensione più elevati in Campania e Basilicata.

Nella [Figura 30](#) sono invece riportati i nodi 380 kV in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nel periodo compreso tra Luglio 2019 e Giugno 2020.

Il fenomeno riguarda le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati livelli di carico.

⁷ I valori massimi e minimi di tensione sono calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

Relativamente alle suddette problematiche, l'installazione presso alcune stazioni di apparati che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) ha consentito da una parte di migliorare i profili di tensione nelle aree critiche, e dall'altra di ridurre la necessità di ricorrere all'approvvigionamento di specifiche risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

FIGURA 27 *Distribuzione territoriale delle tensioni rete 380 kV - frequenza (%) con tensione maggiore di 410 kV (Lug 19 – Giu 20)*

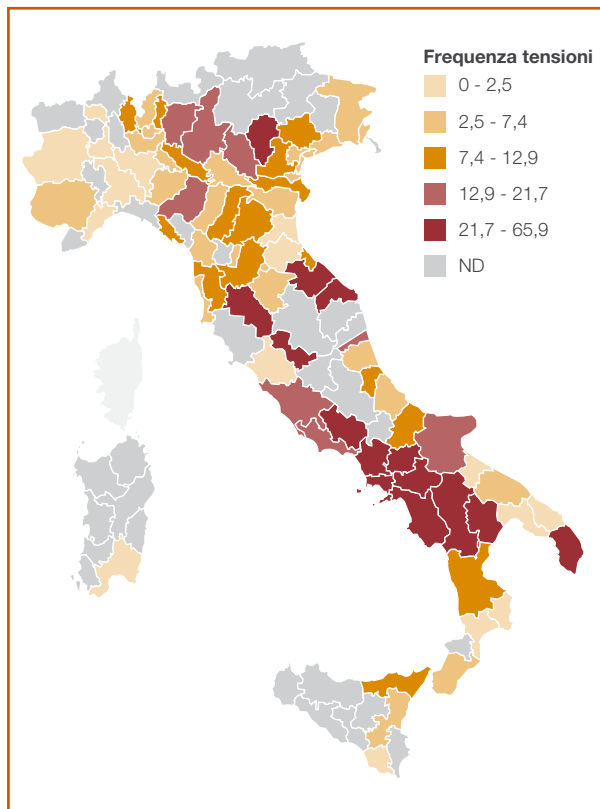


FIGURA 28 *Distribuzione territoriale delle tensioni rete 380 kV - valori medi (kV) (Lug 19 – Giu 20)*

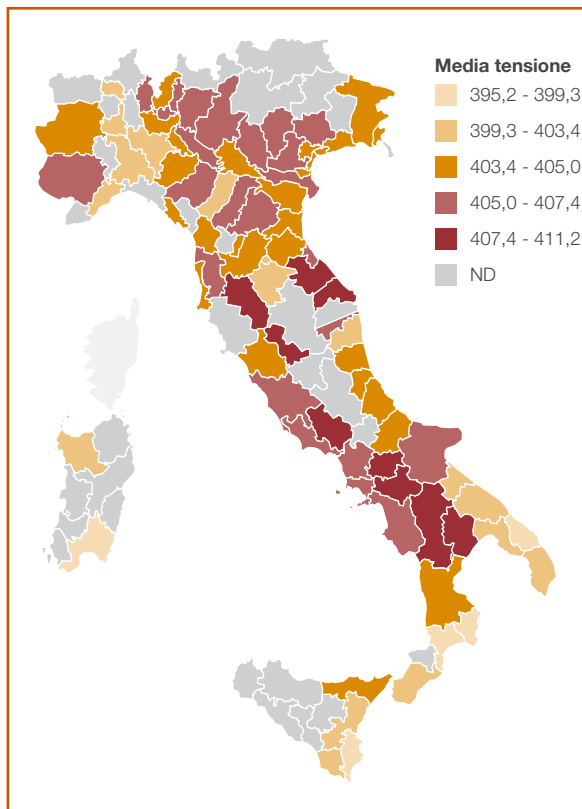


FIGURA 29 *Andamento della tensione ai nodi critici – sovratensioni (Luglio 2019 – Giugno 2020)*

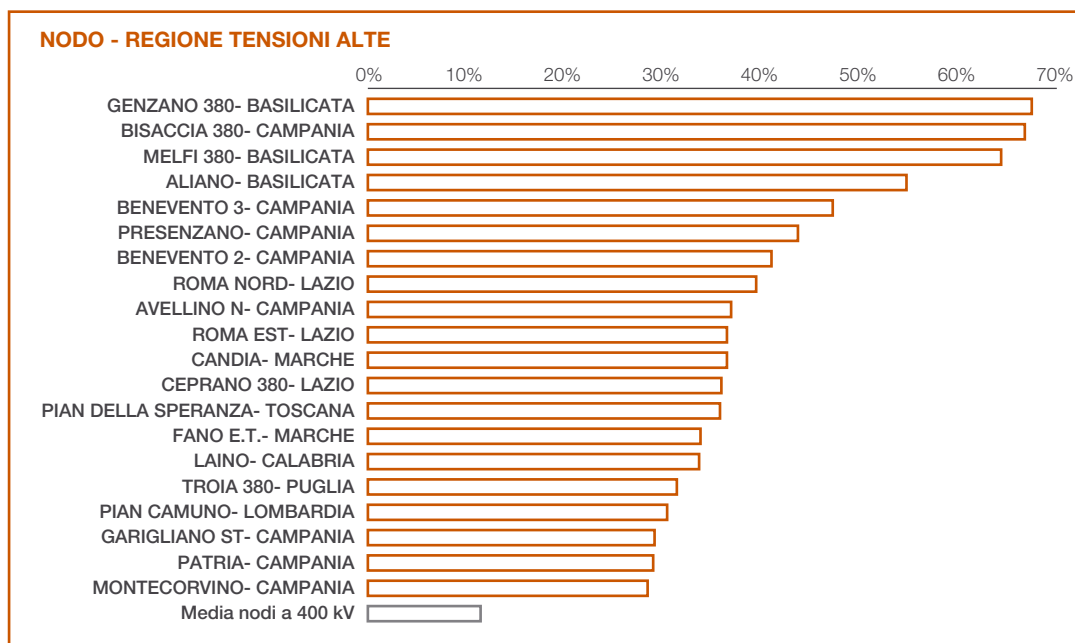
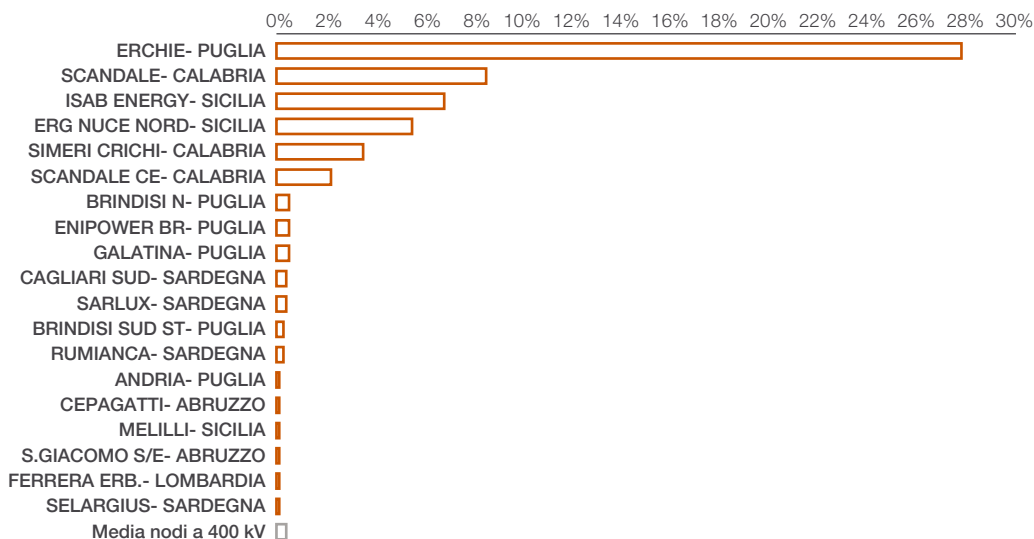


FIGURA 30 *Andamento della tensione ai nodi critici – sottotensioni (Luglio 2019 – Giugno 2020)***NODO - REGIONE TENSIONI BASSE**

Inoltre, uno dei principali parametri monitorati, per valutare la power quality, è rappresentato dal “numero dei buchi di tensione”, che rappresenta il numero delle volte in cui il valore della tensione nel nodo monitorato scende al di sotto del 90% del suo valore nominale su almeno una delle fasi. Tali eventi sono normalmente causati dal verificarsi di un cortocircuito in rete, ad esempio a causa di una fulminazione, che determina l’instaurarsi di una ingente corrente di guasto, correlata a un abbassamento repentino della tensione nell’intorno del guasto stesso (Figura 31).

Tramite i sistemi di protezione presenti sulla rete AT, tale guasto viene eliminato rapidamente (nell’ordine di alcune decine di millisecondi), mediante l’apertura automatica degli interruttori a ridosso del guasto.

L’estensione dell’area che risente dell’abbassamento istantaneo della tensione, prima dell’eliminazione del guasto, è inversamente proporzionale alla c.d. “potenza di cortocircuito” della rete. Gli impianti che contribuiscono alla potenza di cortocircuito del Sistema Elettrico sono le centrali di produzione dotate di gruppi rotanti, al contrario degli impianti di produzione connessi alla rete con dispositivi statici che per loro natura non forniscono un significativo contributo all’aumento di questo parametro.

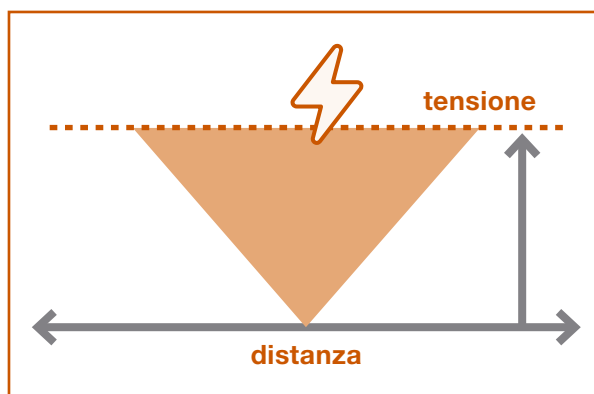
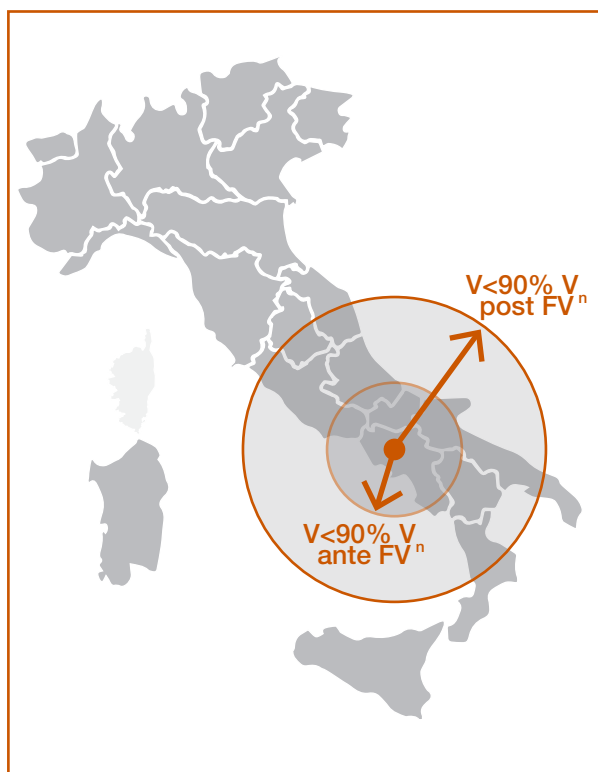
FIGURA 31 *Rappresentazione del profilo della tensione al verificarsi di un cortocircuito*

FIGURA 32 Effetti della penetrazione della Generazione Distribuita sull'estensione dell'area del buco di tensione in caso di guasto in rete



In un contesto di decommissioning del parco termico e di incremento degli impianti a fonti rinnovabili, la potenza di cortocircuito del Sistema Elettrico si sta progressivamente riducendo. Tale condizione determina:

- l'aumento dell'estensione delle zone interessate dalla riduzione di tensione derivante da un cortocircuito (Figura 32);
- una minore selettività dei guasti da parte dei sistemi di protezione;
- la riduzione della capacità di attenuare la distorsione armonica della tensione.



2.4.2 Sicurezza

Per Sicurezza si intende la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso.

I principali parametri che caratterizzano un Sistema Elettrico sono la frequenza e la tensione di rete. Tali grandezze, nelle condizioni di esercizio normale, rimangono all'interno di un range nell'intorno del loro valore nominale. La frequenza, a livello Europeo, assume un valore nominale pari a 50 Hz mentre il valore nominale della tensione è pari a 380-220 kV sulle reti di Altissima Tensione (AAT), e assume differenti valori (150-132-60 kV) sulle reti di Alta Tensione (AT).

La gestione in sicurezza del Sistema Elettrico implica, prima di ogni altra cosa, la necessità di mantenere la stabilità della rete elettrica, ossia far in modo che il sistema reagisca sin dai primi istanti al verificarsi di disturbi improvvisi, evitando di andare incontro a stati di funzionamento che possono causare fenomeni critici per il sistema (ad esempio oscillazioni inter-area poco smorzate, instabilità di frequenza e tensione) che possano degradare il funzionamento del sistema elettrico. La sola capacità del Sistema Elettrico di resistere a fenomeni transitori non è, però, condizione sufficiente per garantire la sicurezza della rete.

A seguito di un evento perturbativo, infatti, i parametri elettrici non tornano naturalmente al loro valore nominale, ma è necessario attivare i Sistemi di Difesa che mettono in atto azioni, automatiche e non, che permettono di ripristinarli al fine di riportare la rete nelle condizioni di funzionamento normali. Il Piano di Sicurezza viene progettato sulla base di contingenze credibili, prevedibili, probabili e controllabili, con lo scopo di mantenere la stabilità del sistema a seguito del verificarsi di esse. Ne consegue che il Piano di Sicurezza non assicura deterministicamente il successo della propria azione.

Inoltre, nell'esercizio del sistema elettrico dispositivi agiscono in modo automatico o su ordine diretto, per operare sui parametri fondamentali, al fine di garantire il controllo della frequenza, della tensione della rete, e le funzioni particolari quali Power System Stabilizer, regolazioni in sovra e sotto frequenza (LFSM-O, LFSM-U, ILF), sistemi di Fast Valving, AURET.



PIANO SICUREZZA

Il Piano di Miglioramento dei Sistemi di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale (Piano Sicurezza) è un programma di interventi a tutela della sicurezza del sistema elettrico predisposto da Terna ai sensi della Legge n. 290 del 27 ottobre 2003 e sottoposto per approvazione al MiSE. A tal riguardo, il DM del 20 aprile 2005, recante la Concessione a Terna delle attività di trasmissione e dispacciamento, come modificato, da ultimo, dal DM 15 dicembre 2010, prevede al capo 3 - art. 11 che: “La Concessionaria definisce tutte le azioni necessarie per il perseguimento delle finalità di sicurezza del sistema elettrico. A tal fine la Concessionaria entro il 31 maggio di ogni anno presenta al Ministero per l'approvazione, a valere per l'anno successivo, un programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, indicando il relativo impegno economico per l'attuazione ai sensi dell'art.1-quinquies, comma 9, del decreto-legge n. 239/2003, convertito nella legge n. 290/2003. Il programma è integrato da una relazione di monitoraggio sull'attuazione dell'analogo programma di interventi approvato per l'anno precedente, che descriva gli interventi completati e quelli in corso di realizzazione, il motivo degli scostamenti ed il consuntivo economico e valuti l'efficacia complessiva delle realizzazioni”.

Il Piano Sicurezza 2021 rappresenta l'edizione n.18 con iniziative suddivise in otto aree tematiche, riconducibili all'esercizio della rete e relative alle attività di programmazione, controllo, regolazione e protezione, riaccensione e monitoraggio del sistema elettrico, ed alla gestione sicura e ottimale delle fonti rinnovabili.

Il Piano Sicurezza 2021 per il periodo 2021-2025 rafforza il suo impegno nel:

- potenziare il processo di gestione del sistema elettrico, attraverso la definizione di metodi e strumenti innovativi, supportati da un ammodernamento delle tecnologie a supporto delle attività di *operation*;
- garantire la stabilità della rete aumentando il perimetro delle macchine per la regolazione della tensione, in particolare compensatori sincroni, reattori, STATCOM e resistori stabilizzanti;
- aumentare l'osservabilità e visibilità *real-time* delle principali grandezze elettriche degli impianti di produzione connessi alle reti di media e bassa tensione, principalmente impianti FER, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete;
- aumentare il livello di resilienza della rete verso eventi climatici severi attraverso la definizione del Piano Resilienza, parte integrante ed allegata al Piano Sicurezza, che include tutti gli interventi di tipo preventivo infrastrutturali determinati in esito all'applicazione della metodologia Resilienza 2.0, di mitigazione, di ripristino e di monitoraggio finalizzati a prevenire e/o ridurre i rischi di disservizio della rete.

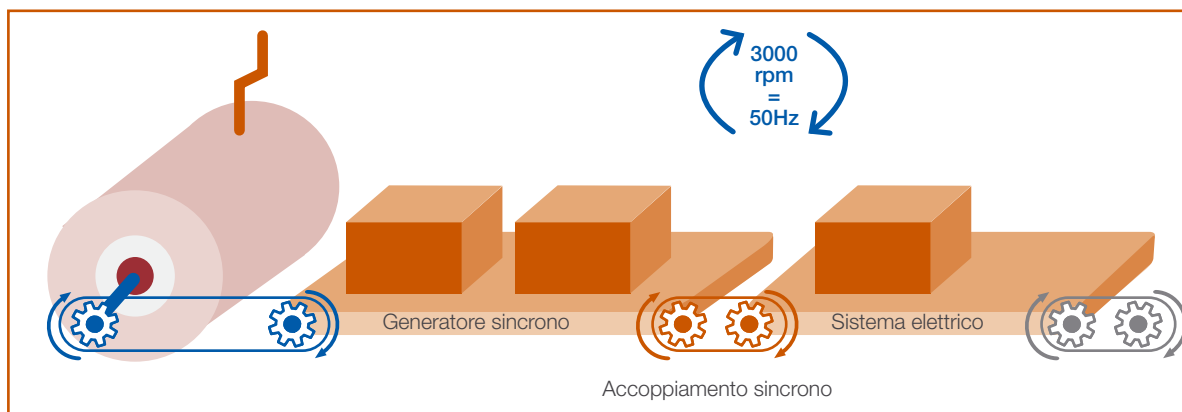
Trasversale a tutte le iniziative del Piano è il tema dell'innovazione e digitalizzazione, per poter far fronte alle nuove sfide che coinvolgono il sistema elettrico e realizzare un'infrastruttura digitale a supporto della sicurezza della rete. Tale evoluzione determina anche una maggiore attenzione verso la sicurezza cibernetica delle infrastrutture sempre più vettori di scambio di informazioni in ambito IoT. Nel Piano Sicurezza 2021 assumono, pertanto, sempre maggiore rilevanza le iniziative legate alla *cyber-security* per rafforzare protocolli e sistemi di monitoraggio contro attacchi informatici verso il sistema elettrico.

2.4.2.1 La stabilità del sistema elettrico

La capacità del sistema di “resistere” ad uno sbilanciamento tra generazione e carico nei primissimi istanti a valle della perturbazione senza eccessive variazioni della frequenza di rete è misurata dal parametro inerzia di rete.

In caso di un evento perturbativo, rappresentato ad esempio dalla perdita di un impianto di generazione, il sistema elettrico è sede di un fenomeno transitorio in cui i parametri elettrici subiscono delle oscillazioni rispetto ai valori nominali. Maggiore è l'entità della perturbazione e maggiore sarà il fenomeno transitorio associato. Tradizionalmente l'inerzia di rete è fornita dai gruppi termici convenzionali che rappresentano la stragrande maggioranza della generazione di tipo “rotante”. La generazione di tipo “inverter- based” invece dà attualmente un contributo nullo all'inerzia del sistema. Un gruppo di generazione solo se è accoppiato elettro-magneticamente al sistema può contribuire alla fornitura di inerzia. Questo accoppiamento consente di far fronte ad eventuali disturbi, collegando il mondo elettrico a quello meccanico delle masse rotanti. L'uso dei convertitori elettronici di potenza per interfacciare generazione e carichi, per sua natura tecnologica, provoca l'assenza di questo accoppiamento diretto, annullando di fatto il contributo all'inerzia del sistema. Inoltre, tecnologie prive di parti rotanti, come il fotovoltaico o i sistemi di accumulo elettrochimico per loro natura non sono dotate di inerzia.

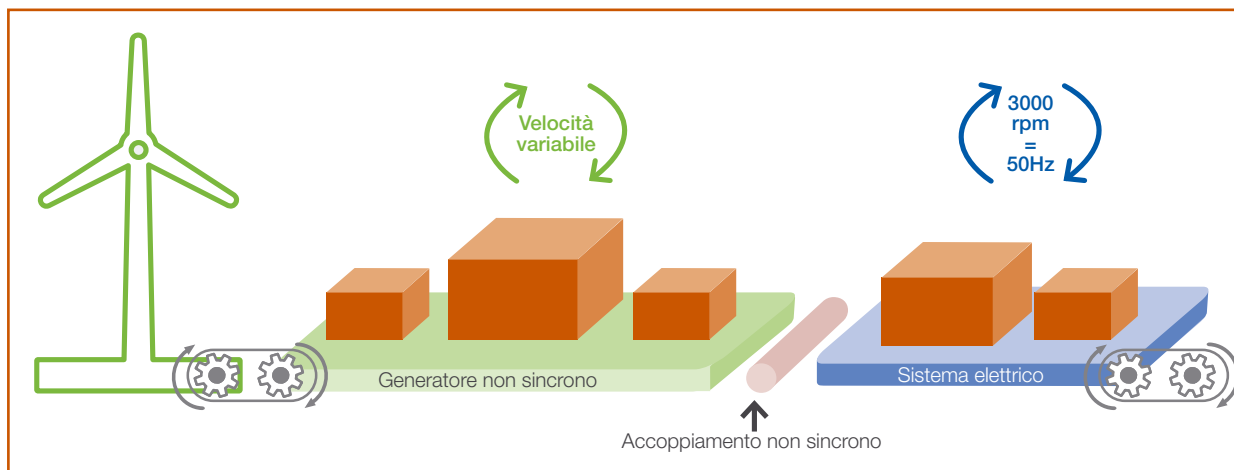
Un accoppiamento sincrono o diretto possiamo immaginarlo come una catena che connette due nastri trasportatori. Questi ultimi accolgono un generatore sincrono e il sistema elettrico, come mostrato in *Figura 33*.

FIGURA 33 *Accoppiamento sincrono tra generazione e sistema elettrico*

Una perdita di generazione viene vista dai restanti gruppi connessi alla rete come un incremento istantaneo del carico elettrico da alimentare. Analizzando il comportamento di un singolo gruppo rotante, è possibile osservare che, nei primi istanti, la potenza meccanica erogata dal motore primo risulta essere pressoché costante: questo provoca uno sbilanciamento tra la potenza meccanica e la potenza elettrica richiesta che tenderà a frenare il gruppo riducendo la frequenza di rete.

Sebbene la velocità di rotazione del generatore si riduca, questo continuerà a ruotare perché dotato di una sua inerzia meccanica; si può dire, quindi, che questa tipologia di impianti sostiene il sistema elettrico in caso di perturbazioni di rete. Il contributo di tutte le inerzie dei generatori rotanti determina l'inerzia di rete.

Al contrario di un generatore rotante, un generatore statico si interfaccia alla rete mediante una macchina elettrica in cui non ci sono parti in movimento (ad esempio gli inverter per gli impianti fotovoltaici). L'accoppiamento non sincrono o indiretto può essere visualizzato come un cilindro che permette il passaggio di potenza tra generatore e sistema elettrico, ma le velocità sono indipendenti l'una dall'altra *Figura 34*.

FIGURA 34 *Accoppiamento non sincrono tra generazione e sistema elettrico*

Per via di tale caratteristica costruttiva, un generatore statico non supporta al medesimo modo la rete al verificarsi di un evento analogo a quello appena descritto. Se la frequenza varia rispetto al valore nominale, questi impianti non contrastano la variazione di frequenza e, al limite, se la variazione di frequenza supera una certa soglia, si distaccano dalla rete, causando un ulteriore peggioramento delle condizioni di criticità del sistema. Per questo motivo, gli impianti statici si dicono ad inerzia nulla.

In generale, quindi, si può affermare che la riduzione di generatori rotanti sulla rete (come ad esempio gli impianti termoelettrici) riduce l'inerzia e, dunque, la stabilità del Sistema. A titolo esemplificativo, si consideri che il valore di inerzia della rete italiana nei momenti di minima produzione dei gruppi rotanti è stimato essere oltre quattro volte inferiore rispetto allo stesso valore nei momenti di massima produzione degli stessi (150 GVAs contro 650 GVAs).

Inoltre, occorre considerare che la transizione ecologica implica un cambiamento radicale dei sistemi elettrici, caratterizzati da una inerzia sempre minore, una forte diminuzione della potenza di cortocircuito della rete, una estrema variabilità dei flussi di potenza con una forte spinta dalle aree di produzione di tipo statico e, contemporaneamente da un aumento dell'orizzonte di propagazione dei guasti dovuto al phase out dei gruppi convenzionali.

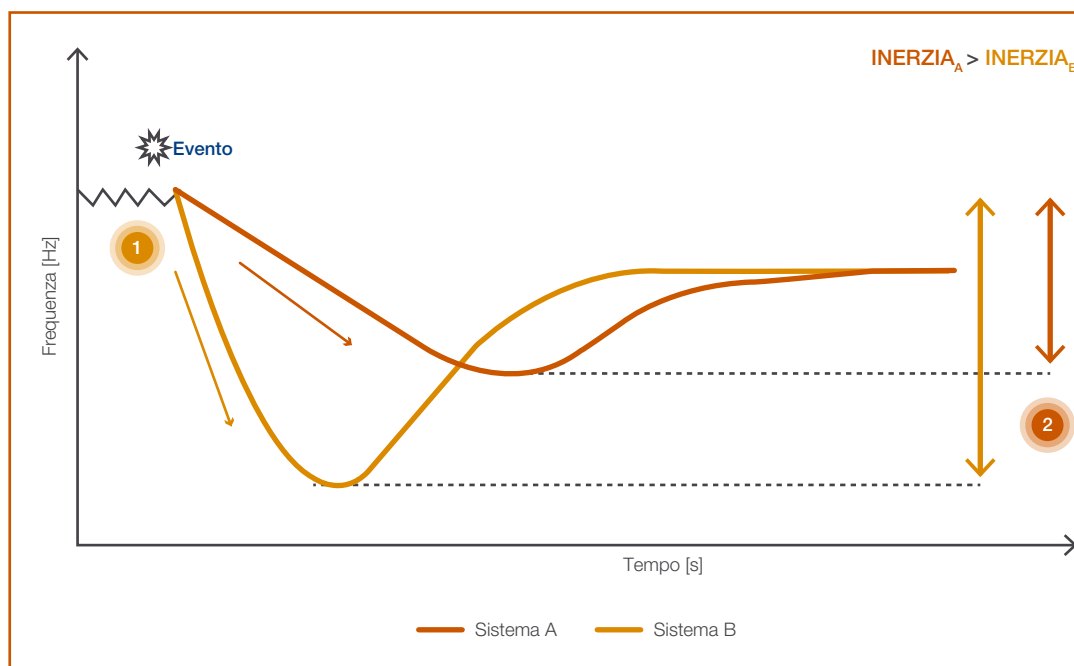
Tutti questi elementi influenzano la dinamica della rete europea interconnessa, in particolare, al verificarsi di eventi perturbativi possono innescarsi oscillazioni delle grandezze elettriche che possono dar luogo a disservizi e/o ad importanti riduzioni della capacità di transito.

Di seguito si riporta un grafico che descrive in modo qualitativo la variazione di frequenza che si verifica a seguito di un evento perturbativo (perdita di una certa quantità di potenza prodotta) in due sistemi caratterizzati da diversi valori di inerzia (*Figura 35*). Come si evince dalla figura, i due sistemi reagiscono all'evento in maniera differente, con il sistema a più bassa inerzia che presenta una variazione più rapida (punto 1 in figura) e drastica (punto 2 in figura) della frequenza rispetto al sistema a inerzia più alta. In particolare:

- 1) Nel sistema a bassa inerzia la riduzione della frequenza è molto più veloce rispetto al sistema a inerzia maggiore. A tal proposito, si definisce il parametro *Rate of Change of Frequency* (RoCoF, espresso in Hz/s) che dà indicazione della velocità di variazione della frequenza negli istanti immediatamente successivi all'evento. Sistemi a bassa inerzia presentano elevati valori di RoCoF e tale circostanza risulta estremamente critica per la rete, rendendo necessaria l'adozione di sistemi di regolazione della frequenza sempre più rapidi.
- 2) Nel sistema a bassa inerzia si verifica un maggiore scostamento massimo di frequenza (si raggiunge un valore minimo di frequenza più basso) rispetto al sistema a inerzia maggiore. Anche questo comportamento risulta critico per la gestione in sicurezza del Sistema in quanto la frequenza può raggiungere valori oltre il range di ammissibilità, con il rischio di innescare pericolosi eventi "a cascata".



FIGURA 35 *Andamento del transitorio di frequenza in caso di perdita di generazione su due sistemi caratterizzati da diversa inerzia*

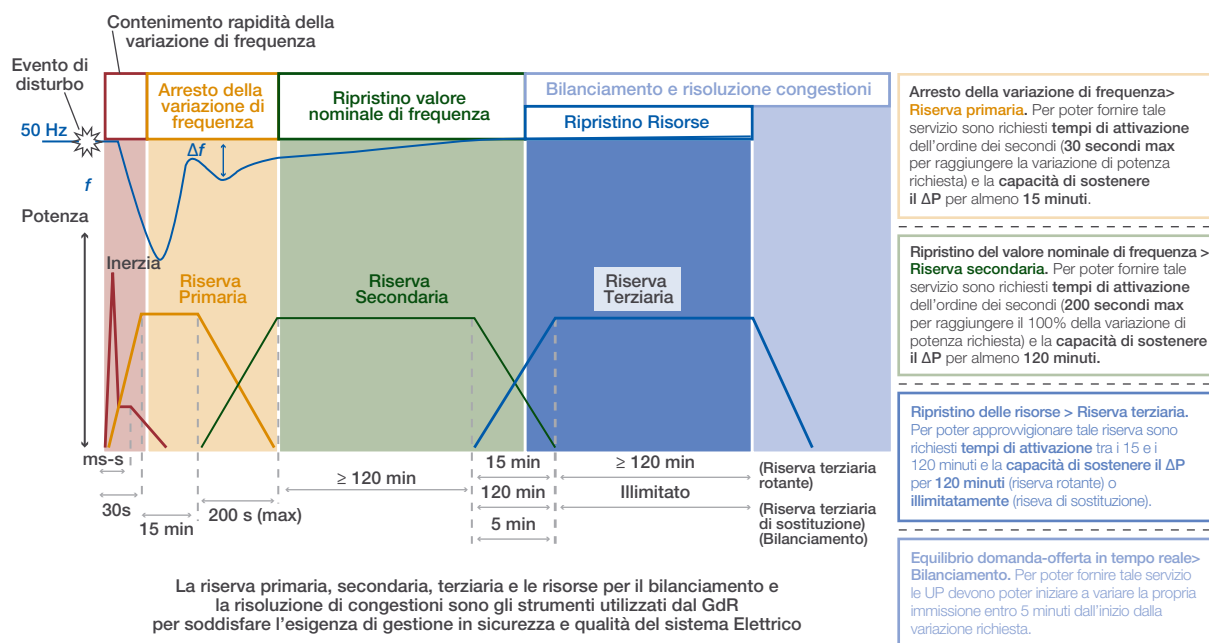


La **Figura 36** mostra come a seguito di un evento perturbativo, la frequenza non torna naturalmente al suo valore nominale, ma si devono mettere in atto azioni, automatiche e non, che permettano di ripristinare i normali valori di esercizio.

Per fare ciò, Terna si approvvigiona della capacità di riserva necessaria per mettere in atto azioni per la regolazione della frequenza (**Figura 36**):

- **Regolazione Primaria:** si basa su azioni automatiche che agiscono già dai primi secondi successivi alla variazione della frequenza per mezzo di regolatori automatici a bordo dei generatori elettrici. Tale regolazione ha l'obiettivo di dare una prima risposta allo squilibrio tra potenza generata e assorbita e di arrestare la conseguente variazione della frequenza, ma non quello di ripristinare la frequenza al suo valore nominale, a causa dello statismo dei regolatori.
- **Regolazione Secondaria:** si basa su azioni automatiche e ha lo scopo di riportare la frequenza al suo valore nominale; interviene con tempi più lenti, nell'ordine delle decine di secondi.
- **Regolazione Terziaria:** la regolazione terziaria, a differenza delle precedenti, viene eseguita su richiesta di Terna (non sono previste azioni automatiche), per il ripristino delle riserve. A tale scopo, Terna impartisce disposizioni di esercizio come, ad esempio, l'entrata in servizio di centrali elettriche di riserva o la variazione della potenza prodotta da quelle già in servizio.

FIGURA 36 Schematizzazione della regolazione di frequenza in funzione del tempo di intervento



Fonte: Terna

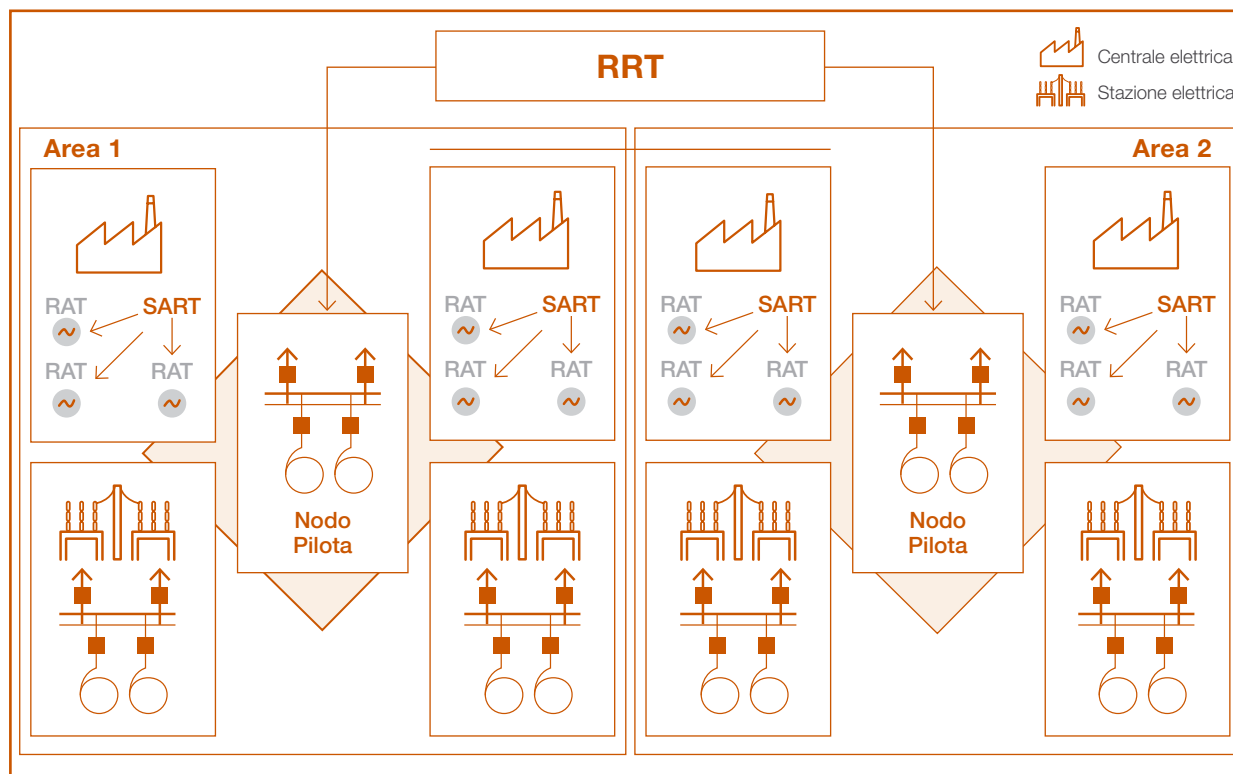
La regolazione della frequenza è effettuata oggi esclusivamente da unità di produzione con potenza nominale maggiore di 10 MVA ed aventi determinate caratteristiche in termini di gradiente di erogazione, tempistiche di risposta e durata di erogazione del servizio, ad eccezione di quelle alimentate da Fonti Rinnovabili Non Programmabili. Pertanto, la riduzione dei gruppi termici abilitati a offrire servizi di regolazione sta causando una graduale diminuzione della capacità regolante del sistema, con impatti negativi sulla sicurezza.

Il secondo parametro fondamentale per cui deve essere garantita una adeguata regolazione è la tensione. Il controllo della tensione è strettamente correlato alla gestione della potenza reattiva circolante in rete.

Come per la regolazione della frequenza, anche la regolazione della tensione prevede una serie di azioni su più livelli gerarchici:

- **Regolazione primaria di tensione:** che consiste nella modulazione della potenza reattiva in uscita dal gruppo di generazione sulla base dello scostamento della tensione ai morsetti del medesimo gruppo. La regolazione primaria di tensione ha, quindi, carattere prettamente locale e viene fornita da tutti i gruppi di generazione rotanti mediante il Regolatore Automatico di Tensione (RAT) per la regolazione a livello di gruppo e mediante il Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) a livello di centrale.
- **Regolazione secondaria di tensione:** che consiste nella modulazione della potenza reattiva in uscita dall'unità che effettua la regolazione sulla base dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti, chiamati "nodi pilota". Tale regolazione ha carattere regionale e viene effettuata mediante il Regolatore Regionale di Tensione (RRT) che impartisce segnali di livello a centrali elettriche e stazioni afferenti alla stessa Area (Figura 37):
 - centrali elettriche controllate inviando un livello di potenza reattiva che, mediante il SART di centrale, viene ripartito ai singoli gruppi di generazione. Partecipano alla regolazione secondaria di tensione tutti gli impianti di produzione con potenza superiore a 100 MVA o impianti che Terna reputa rilevanti ai fini della sicurezza;
 - stazioni elettriche, controllando dispositivi presenti in stazione direttamente gestiti da Terna quali, ad esempio, variatori di rapporto sotto carico, banchi di condensatori di rifasamento, reattanze di compensazione trasversale.

FIGURA 37 Schema semplificato della regolazione secondaria di tensione sulla rete AT



In tale contesto, riveste particolare importanza il ruolo del compensatore sincrono, costituito da una macchina elettrica rotante (alternatore) del tutto analoga a quella utilizzata per i generatori rotanti, ma senza il motore primo. Tale strumento permette di regolare la potenza reattiva in maniera continua (non a gradini) e, analogamente ai gruppi rotanti, contribuisce al sostentamento dell'inerzia di rete.

Questi dispositivi risultano già oggi (e lo saranno sempre di più in futuro) uno strumento chiave per la gestione in sicurezza del Sistema Elettrico, soprattutto in condizioni di ridotto carico residuo, supportando l'inerzia, la regolazione di tensione e la potenza di corto circuito ai nodi della rete, evitando l'avvio di gruppi di generazione tradizionale termoelettrica a discapito di generazione da FRNP.

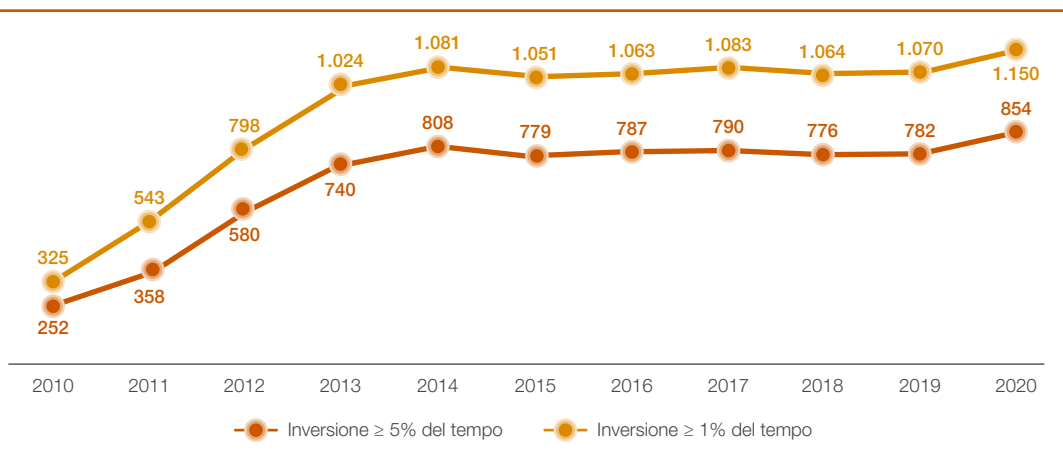
Il servizio di regolazione della tensione ad oggi è unicamente effettuato da impianti di produzione rotanti e da strumenti di regolazione gestiti direttamente da Terna. A tal proposito, Terna sta valutando l'opportunità di avviare progetti pilota per testare la fornitura di potenza reattiva da parte di impianti ad oggi non abilitati.

2.4.2.2 Inversione dei flussi di potenza dalle Cabine Primarie

Nel corso degli ultimi anni è aumentato il fenomeno di inversione dei flussi di potenza che consiste nella risalita di potenza dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione, nel caso in cui la produzione della Generazione Distribuita superi il carico locale sotteso alla stessa cabina.

Già oggi il sistema elettrico sotteso ad una cabina primaria di distribuzione è costituito da una combinazione di impianti di generazione, di consumo e di storage. Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di e-distribuzione è stata riscontrata nel periodo gennaio-dicembre 2020 (Figura 38) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1.150 e 854 sezioni di trasformazione AT/MT delle Cabine Primarie di distribuzione.

FIGURA 38 *Dati di inversione dei flussi su sezioni AT/MT*



Ciò ha comportato e comporterà sempre più la necessità di rivedere alcune delle modalità di gestione del sistema elettrico, basate, fino a qualche anno fa, sull'assunto che la rete di distribuzione MT e BT fosse essenzialmente passiva (presenza di soli carichi). Esempi di alcune problematiche che si stanno affrontando a tale riguardo sono la riduzione di selettività dei sistemi di protezione, la diminuzione dell'efficacia dei Piani di Difesa adottati per la gestione di eventi che possono portare il sistema in condizioni particolarmente critiche e la possibile inadeguatezza di sistemi di monitoraggio e degli automatismi progettati per un funzionamento unidirezionale.

Ad oggi, infatti, Terna osserva in tempo reale solo gli scambi di potenza tra la rete di trasmissione e ciascuna Cabina Primaria, senza avere alcuna visibilità in tempo reale delle grandezze elettriche di circa 28 GW di impianti di produzione connessi alle reti di media e bassa tensione. Tale informazione non è più sufficiente per comprendere in tempo reale le dinamiche degli eventi e adottare le più efficaci ed efficienti contromisure. Basti pensare a come può repentinamente variare il prelievo netto di una Cabina Primaria quando si verificano variazioni importanti della copertura nuvolosa di una rete MT/BT caratterizzata da un forte penetrazione di generazione fotovoltaica.

2.4.3 Efficienza

L'Efficienza è intesa come la capacità di gestire il Sistema Elettrico rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità, al minimo costo complessivo per l'utente. Infatti, la transizione verso il nuovo paradigma energetico implica rilevanti impatti sulla gestione efficiente del Sistema Elettrico, che rappresenta un punto chiave della mission di Terna.

In questo contesto l'efficienza della gestione del Sistema elettrico è principalmente legata alle congestioni di rete e all'aumento dei volumi scambiati sul mercato dei servizi. Nel primo caso le congestioni possono portare al curtailment di energia elettrica a basse emissioni e/o a basso costo (che sarà visto in dettaglio in questo paragrafo), mentre nel secondo caso all'aumento dei volumi di risorse da approvvigionare sul mercato dei servizi con conseguente aumento dei prezzi, questa tematica sarà affrontata nel paragrafo 2.9.

2.4.3.1 Congestioni di rete AT e AAT

I fenomeni citati, compresa la "risalita" di potenza dalle Cabine Primarie sulla rete AT, contribuiscono a produrre, come prima conseguenza, un possibile aumento delle congestioni locali, in particolare sulle porzioni di rete AT caratterizzate da elevata densità di generazione distribuita rispetto all'entità del carico elettrico locale e dalla limitata magliatura di rete.

Il fenomeno ha progressivamente interessato anche la rete ad altissima tensione determinando un progressivo aumento delle congestioni anche sul sistema di trasporto primario in AAT, con conseguente impatto sui mercati con la formazione di "oneri da congestione" a carico del sistema.

I problemi di congestione si sono resi maggiormente evidenti e critici nell'area centro-meridionale ed insulare del Paese dove si concentra la gran parte delle installazioni di impianti da FER e dove la rete presenta un minor livello di magliatura e una più limitata capacità di trasporto.

A livello di gestione del sistema elettrico nel suo complesso, come meglio descritto nel seguito, si sono presentate nuove ed importanti problematiche di mantenimento dell'equilibrio complessivo tra produzione, carico e scambi con l'estero, nonché criticità in termini di disponibilità della necessaria riserva di regolazione.

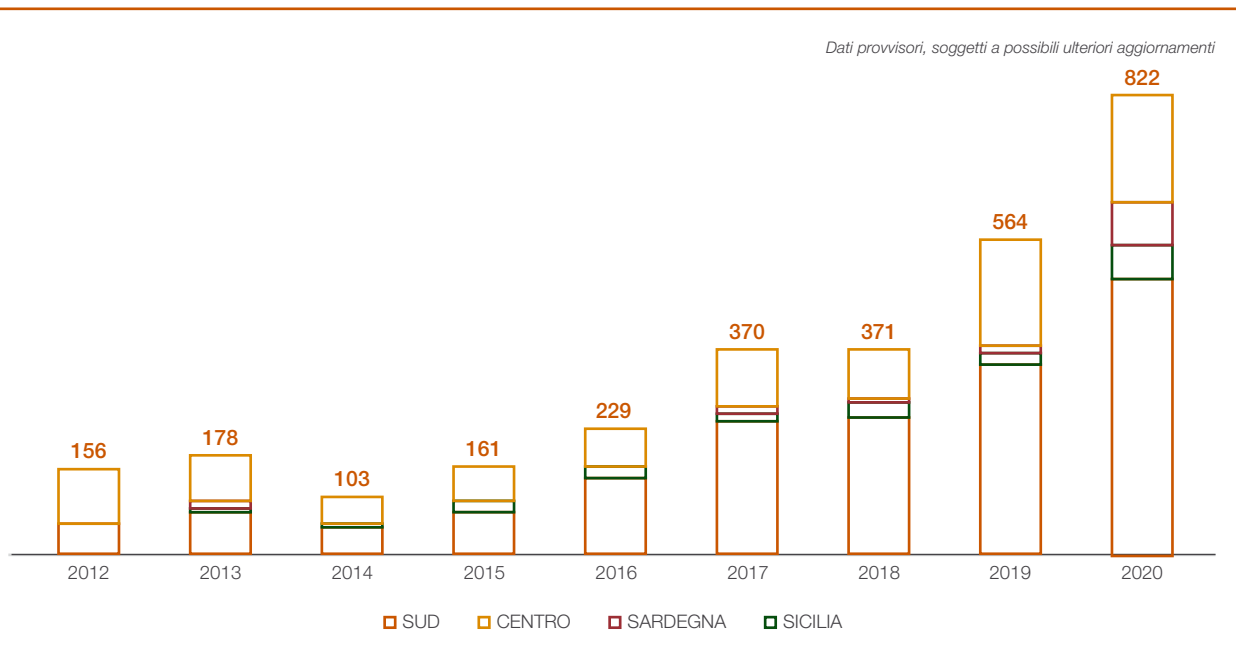
Qualora si verificassero delle congestioni sulla rete RTN, non superabili con le risorse a disposizione, il gestore della rete al fine di garantire la sicurezza della stessa, mette in atto azioni per ridurre l'overgeneration.

Con overgeneration si indica uno scenario di rete in cui la produzione supera la domanda e non sia possibile esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe), è quindi necessario ricorrere ad azioni che garantiscono la sicurezza e l'efficienza dell'esercizio.

In questi casi, il gestore dopo aver agito sui margini in discesa degli impianti abilitati a scendere e ordinato lo spegnimento di quei gruppi che non risultano essenziali per la sicurezza del sistema, rimodula gli scambi con l'estero (ove possibile) e infine – solo qualora non vi siano più sufficienti margini a scendere per garantire la sicurezza e stabilità di rete - agisce su sorgenti rinnovabili che insistono sulla rete AT e in particolare gli impianti eolici (riduzione della produzione), chiedendone il fermo impianto con anticipo e tempo utile.

L'indicatore attraverso il quale si misura tale azione è definito come la Mancata Produzione Eolica (MPE). Il ricorso a tali azioni (quali contromisure estreme), tuttavia, avviene in casi limitati e nel rispetto della sicurezza ed efficienza del Sistema. In ogni caso Terna si impegna a ridurre le circostanze, nelle quali si verificano situazioni di overgeneration, nel breve mediante un'attenta analisi previsionale degli assetti di generazione attesi mentre nel medio-lungo termine grazie agli sviluppi di rete, individuati come prioritari per la risoluzione di Overgeneration.

FIGURA 39 Mancata Produzione Eolica (MPE, GWh) – impianti connessi rete AT



Il Mercato dell'Energia evidenzia l'andamento dal 2012 della MPE, remunerata, suddivisa per zona di mercato e l'incidenza della stessa MPE sulla produzione eolica totale a livello italiano. Ad ogni modo, i valori registrati nel corso del 2020 risultano sensibilmente superiori a quelli registrati in precedenza. Nell'ultimo anno infatti l'emergenza sanitaria ha creato delle situazioni di basso carico e di elevata produzione da fonte rinnovabile, sono state registrate per queste condizioni di scarsità di margini di produzione a scendere per la risoluzione di congestioni tra le zone e per il ripristino di riserva terziaria che hanno reso necessario ridurre la produzione da fonte eolica.

Le zone maggiormente critiche, in relazione ai vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, sono la zona Sud e la zona Centro Sud. Particolare attenzione va posta alle direttrici AT a 150 kV tra Puglia e Campania:

- "Benevento II - Bisaccia - Montecorvino";
- "Benevento II - Volturara - Celle S.Vito";
- "Foggia - Deliceto - Andria".

In queste aree, negli anni passati, sono stati realizzati da Terna importanti interventi di adeguamento e rinforzo della rete. Tali interventi hanno consentito di suddividere le direttrici in più tratti indipendenti e con minori congestioni, a vantaggio della sicurezza locale e aumentando la capacità di integrazione della produzione eolica.

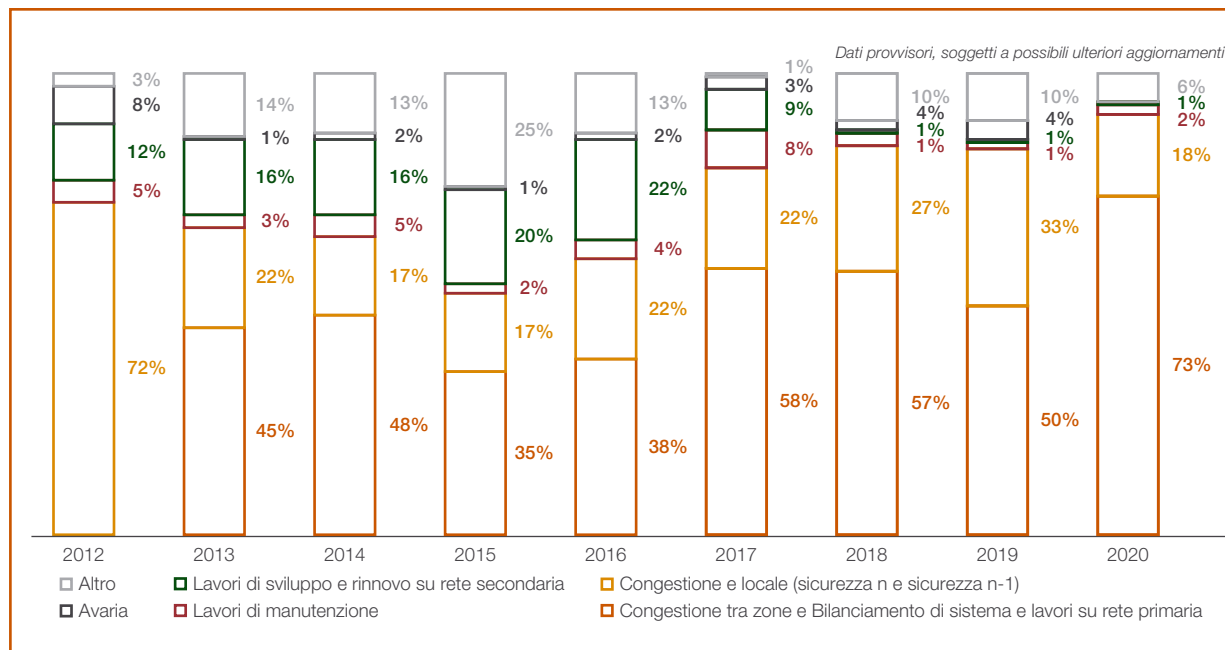
Il sistema elettrico del prossimo futuro vedrà ridurre le risorse in grado di offrire capacità regolante. Questo comporterà di conseguenza: minore inerzia, problemi di tensione, minore potenza di cortocircuito e riduzione dei margini di riserva.

Per far fronte alle nuove sfide il Piano di Sicurezza 2021 al fine di aumentare la capacità di regolare la tensione e la stabilità della rete, prevede:

- Incremento delle installazioni di macchinari in grado di come i compensatori sincroni (equipaggiati con volani), gli STATCOM, i resistori e i reattori.
- Strumenti e soluzioni innovative «capital light» per estrarre maggior valore dagli asset esistenti e in grado di rimuovere strutturalmente gli attuali vincoli di rete ed efficientare di conseguenza i mercati

La **Figura 40** rappresenta la suddivisione per causa della MPE per il periodo 2012- Dicembre 2020.

FIGURA 40 Andamento storico cause MPE



Si evidenzia che, prima del 2013, la componente della mancata produzione eolica legata a i) congestioni della rete AAT tra zone nella direzione sud nord e a ii) problemi di bilancio generazione/carico era totalmente assente. Il fenomeno si è registrato a partire dal 2013 in modo crescente.

Il 2020 ha rappresentato il banco di prova di ciò che saranno gli scenari futuri, che prevedono una forte penetrazione da FER, confermando che si dovranno attuare azioni di curtailment della produzione rinnovabile non solo a causa di congestioni di rete locali, ma anche a causa di condizioni di overgeneration rispetto al fabbisogno, come evidenziato nei successivi capitoli.

Per garantire la minimizzazione della overgeneration associata alle congestioni di rete, a fianco alle iniziative messe in atto da Terna sarà necessario prevedere una partecipazione sempre più attiva e consapevole delle FER alla fornitura di servizi di rete. Per questo motivo Terna, facendo leva sulla delibera ARERA 300/2017/R/eel, ha avviato in questi anni la sperimentazione di una serie di nuovi servizi che progressivamente verranno integrati strutturalmente nei mercati:

- progetto pilota UPR, per abilitare la partecipazione al MSD delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- progetto pilota UVAM, per abilitare la partecipazione degli aggregati di unità di produzione, consumo ed accumulo non rilevanti;
- progetto pilota Regolazione di Tensione, teso a testare la fornitura di servizi di regolazione di tensione da risorse, sia programmabili che non programmabili, finora non obbligate né abilitate alla fornitura di tale servizio, previo opportuno adeguamento impiantistico;
- progetto pilota Regolazione Secondaria, teso a testare – anche in modalità asimmetrica - l'affidabilità nella fornitura della regolazione secondaria anche da parte di risorse non programmabili, a energia limitata e aggregate.

Resilienza

2.5

2.5.1 Premessa

Aumentare la resilienza del sistema elettrico italiano rappresenta una delle grandi sfide della transizione ecologica. Gli impatti sempre più gravi e devastanti sulle infrastrutture elettriche provocati dagli eventi meteorologici estremi, in particolare le intense nevicate e le raffiche di vento, rendono necessario definire un apposito piano per aumentare la resilienza del sistema elettrico e della rete in alta tensione.

La resilienza di un sistema elettrico, definita nell'ambito del Cigrè WG C4.47, è l'abilità di limitare l'estensione, la severità e la durata della degradazione del sistema stesso a seguito di un evento estremo. La resilienza è, dunque, la capacità di un sistema di assorbire e resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta del sistema stesso e di riportarsi nello stato di funzionamento normale, in modo rapido ed efficiente, eventualmente mediante interventi provvisori, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle strutture e delle funzioni essenziali del sistema.

Aumentare la resilienza della rete di trasmissione vuol dire quindi aumentare la capacità della stessa di resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta per cui è stata progettata e riportarsi nello stato di funzionamento normale, mitigando il rischio di disalimentazione degli utenti finali.

Per raggiungere tale obiettivo Terna ha avviato il nuovo progetto Resilienza 2.0, finalizzato a:

- applicare un nuovo approccio innovativo con l'utilizzo di modelli probabilistici previsionali per eventi climatici e un approccio ingegneristico per la stima della vulnerabilità degli asset Terna verso eventi meteo estremi, mediante curve di vulnerabilità;
- sviluppare una nuova metodologia per quantificare la probabilità di guasti e contingenze multiple e il loro impatto sul sistema elettrico, al fine di identificare, mediante analisi costi-benefici, gli interventi necessari all'incremento della resilienza del sistema;
- definire il Piano di Resilienza di Terna, inizialmente per minacce «vento forte» e «ghiaccio-neve».

2.5.2 Cambiamento climatico

Il clima sta cambiando, sia a scala globale che europea, con variazioni record proprio negli ultimi anni e con impatti sempre più gravi anche nel settore elettrico.

Il Copernicus Climate Change Service⁸ rivela che a livello globale il 2020 è stato alla pari del 2016, l'anno più caldo mai registrato, ed uno degli ultimi sei anni, i più caldi mai registrati. Nel 2020 le temperature sono state di 0,6 °C più calde rispetto al periodo di riferimento standard 1981-2010 e di circa 1,25 °C al di sopra del periodo pre-industriale 1850-1900.

Per l'Europa il 2020 è stato l'anno più caldo mai registrato, con temperature di 0,4° C al di sopra di quelle del 2019, che in precedenza è stato l'anno con le temperature più elevate.

⁸ <https://climate.copernicus.eu/>

Inoltre, il Copernicus Climate Change Service, in collaborazione con il Copernicus Atmosphere Monitoring Service, indica come i livelli di concentrazioni di CO₂ nell'atmosfera abbiano continuato ad aumentare anche nel corso del 2020.

Segnali di riscaldamento sono percepiti anche in Italia dove nel 2020 l'anomalia termica è stata superiore a 1,5 gradi centigradi, la sesta più elevata degli ultimi 60 anni⁹.

Con l'aumento delle temperature medie si registrano riduzioni delle precipitazioni ma anche l'intensificarsi di episodi di precipitazioni intense e, conseguenti, inondazioni. Il riscaldamento termico e la variazione del regime pluviometrico causano un aumento delle ondate di calore, del rischio idrogeologico, un'intensificazione dei periodi siccitosi e, quindi, del rischio incendi.

In generale i cambiamenti climatici causano un incremento della frequenza ed intensità dei fenomeni meteorologici estremi.

Conferma di tale condizione a livello nazionale è data anche dal Report 2020 di Legambiente, in cui si conferma la crescita degli eventi estremi, in particolare il fenomeno delle trombe d'aria. Nel 2020 l'Italia è stata segnata da nubifragi, siccità, trombe d'arie, alluvioni, ondate di calore sempre più forti e prolungate, registrando 239 fenomeni meteorologici intensi – dato in crescita rispetto ai 186 eventi del 2019 – e 20 vittime. In particolare, 101 sono stati i casi di allagamenti da piogge intense, 80 i casi di danni da trombe d'aria – in forte aumento rispetto ai 48 del 2018 ed ai 69 del 2019, 19 le esondazioni fluviali, 16 danni alle infrastrutture, 12 casi di danni da siccità prolungata, 10 di frane causate da piogge intense. In aumento anche gli eventi che riguardano due o più categorie, ad esempio casi in cui esondazioni fluviali o allagamenti da piogge intense provocano danni alle infrastrutture.

FIGURA 41 *Mappa del rischio climatico*

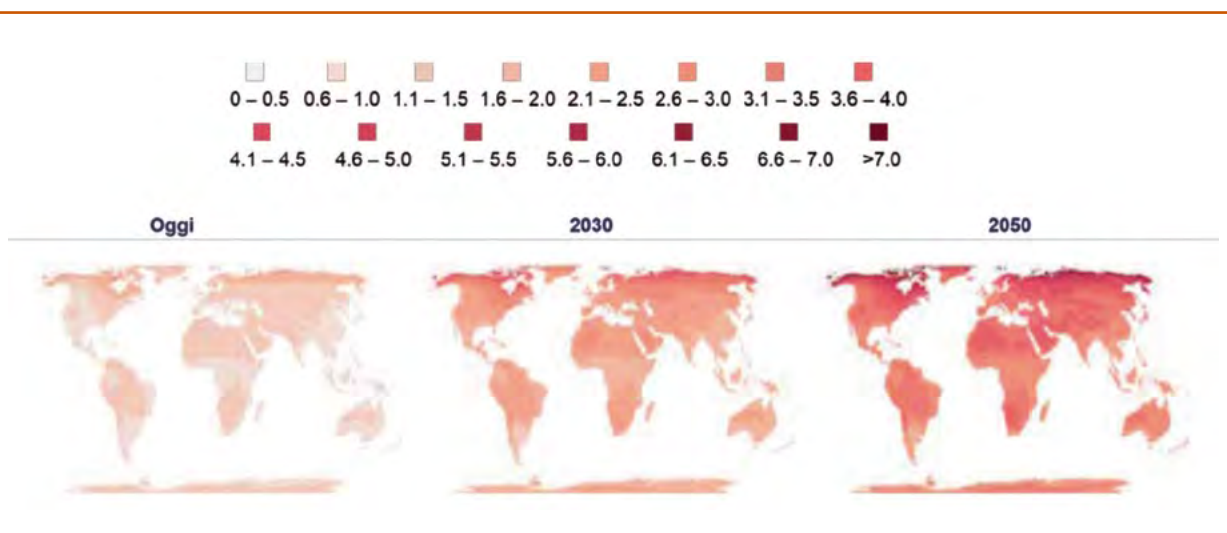


⁹ Legambiente - Rapporto 2020 "Il clima è già cambiato".

Secondo gli ultimi studi pubblicati dalla comunità scientifica internazionale¹⁰ ci si aspetta che il riscaldamento globale continuerà a crescere anche nei prossimi anni in modo significativo, per effetto dell'aumento delle emissioni di gas-serra, con un considerevole incremento in frequenza ed intensità di eventi meteorologici estremi, che andranno ad acuire i già notevoli impatti fisici sugli ecosistemi naturali e umani osservati finora.

In particolare, in assenza di azioni efficaci volte alla riduzione delle emissioni di CO₂, si prevede che, entro il 2050, le temperature medie annuali aumenteranno fino a 6°C in più rispetto ai livelli preindustriali nelle regioni settentrionali al di sopra del Circolo Polare Artico e fino a 4°C in più in Europa¹¹. È fondamentale pertanto perseguire tutte le azioni per prevenire il verificarsi di un tale scenario e le relative conseguenze a livello globale.

FIGURA 42 *Aumento delle temperature medie rispetto al periodo pre-industriale (Media annua, ° Celsius)*



2.5.2.1 Eventi meteorologici con impatto sulla rete

I cambiamenti climatici, oltre che mettere a rischio la salute umana e gli ecosistemi naturali, rappresentano una minaccia anche per le infrastrutture del Paese, comprese quelle di trasmissione elettrica.

I principali fattori che causano disservizi sulla rete elettrica sono tipicamente:

- alluvioni, smottamenti, frane, trombe d'aria ed altri fenomeni estremi che possono comportare il collasso dei sostegni o altri cedimenti strutturali;
- contatti con le linee elettriche di corpi estranei agli asset (piante, alberi, rami, teloni, ecc) trasportati dai forti venti;
- formazione di manicotti di ghiaccio sulle linee dovuti al fenomeno della cosiddetta wet-snow che, generando sovraccarichi elevati, appesantiscono le linee e provocano cortocircuiti o cedimenti strutturali;
- aumento di depositi inquinanti legati a periodi di lunga siccità (es. inquinamento salino) che causa l'aumento della probabilità di scarica superficiale.

Nel corso degli ultimi anni le infrastrutture della rete elettrica sono state colpite soprattutto da intense nevicate e con un intensificarsi anche delle forti raffiche di vento.

¹⁰ Si veda IPCC, 2018. Global warming of 1.5°C.

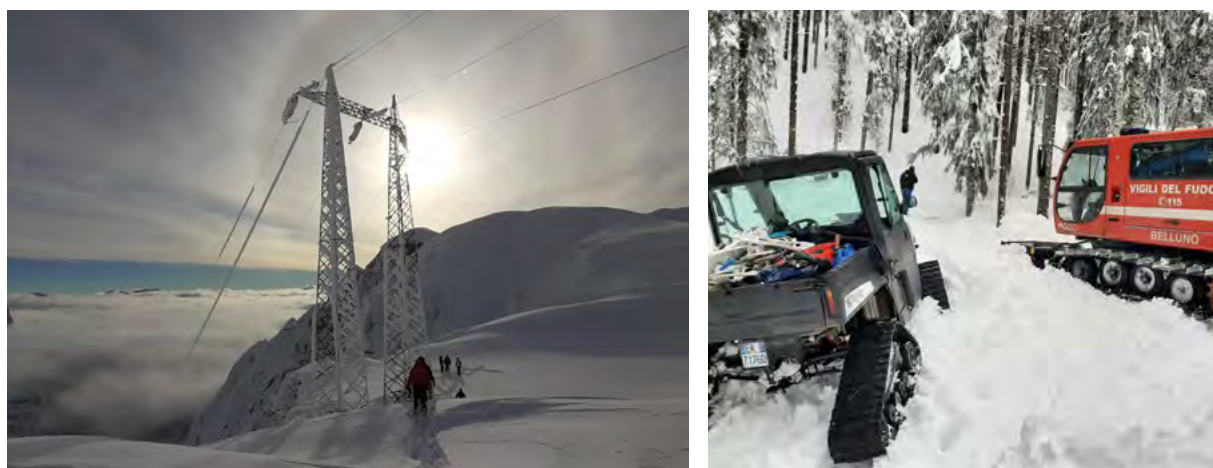
¹¹ Si veda McKinsey Global Institute, 2020. Climate Risk and Response: Physical hazards and socioeconomic impacts.

Rilevanti gli effetti della tempesta Vaia nel Triveneto dell'ottobre 2018, le cui violentissime raffiche di vento fino a 180-200 Km/h, hanno causato decine di interruzioni stradali, crolli di ponti, erosioni spondali, colate detritiche su abitati, frane e l'isolamento di decine di migliaia di persone, con danni economici dell'ordine di miliardi di euro.

Nel corso del 2019, la Basilicata è stata colpita nel mese di gennaio da una forte nevicata con disservizi causati dalla formazione di manicotti e dal cedimento di un sostegno, mentre a novembre 2019, la zona del Trentino-Alto Adige è stata interessata da una forte ondata di maltempo con forti raffiche di vento e nevicate con grossi disagi e difficoltà nei collegamenti ferroviari e stradali, blackout e località isolate.

A questi si aggiungono gli eventi più recenti del 2020, in particolare il forte maltempo di dicembre, caratterizzato da fitte nevicate e violenti nubifragi che ha fatto registrare notevoli disagi nelle regioni del Veneto, Friuli-Venezia Giulia e Trentino-Alto Adige.

FIGURA 43 *Emergenza neve Triveneto-Dicembre 2020*



Tali criticità hanno evidenziato la necessità di una pianificazione della rete di trasmissione nazionale sempre più efficace e mirata a risolvere le situazioni di rischio di eventi estremi nelle aree del paese coinvolte.

2.5.3 Resilienza 2.0

Al fine di intercettare l'evoluzione e l'impatto del clima nei prossimi decenni, Terna, in collaborazione con RSE, ha sviluppato una metodologia all'avanguardia, con l'obiettivo di inserire nei diversi strumenti di pianificazione della rete di trasmissione anche un approccio di tipo probabilistico che consenta di calcolare la probabilità futura di guasti e contingenze multiple, causate da diverse tipologie di eventi meteorologici, nonché di valutare il loro impatto sul sistema elettrico, in termini di energia disalimentata, considerando anche i possibili effetti a cascata sulla rete.

La nuova metodologia, Resilienza 2.0, ha l'obiettivo di:

- utilizzare un approccio innovativo, modulabile e replicabile per eventi meteorologici di diversa natura, che attraverso l'applicazione di specifici modelli probabilistici previsionali per eventi climatici, consente l'identificazione delle aree del territorio maggiormente esposte agli effetti di eventi meteorologici severi di diversa natura;
- utilizzare un approccio di tipo ingegneristico per la stima della vulnerabilità dei diversi componenti delle linee elettriche a sollecitazioni dirette e indirette causate da eventi meteorologici severi, attraverso la determinazione di specifiche curve di vulnerabilità definite mediante l'utilizzo di parametri tecnico-orografici reali;
- utilizzare un approccio probabilistico "N-k" in modo da tenere in considerazione la probabilità di guasto a contingenze multiple e il loro impatto sul sistema elettrico, esposto all'evento meteo severo.

La metodologia, posta in consultazione con la deliberazione ARERA 64/2021/R/eel, sarà alla base del nuovo Piano Resilienza di Terna inizialmente per minacce «vento forte» e «ghiaccio-neve».



FOCUS DELIBERA 64-2021/PROCESSO DI CONSULTAZIONE

Con la deliberazione 64-2021-R-eel del 23 febbraio l'ARERA ha indicato le disposizioni in materia di resilienza della rete di trasmissione dell'energia elettrica, nella quale:

- Conferma per l'intero periodo di regolazione in corso (fino al 2023), il meccanismo vigente in materia di continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, con l'utilizzo dell'indicatore di energia non servita attesa ENS-R, che incorpora anche gli impatti delle disalimentazioni dovute a eventi meteorologici che superano i limiti di progetto (salvo quelli catastrofici e altri specificamente indicati dalla regolazione).
- Con riferimento alla resilienza:
 - dà evidenza positiva dei vari incontri di approfondimento avvenuti nel corso del 2020 con gli Uffici dell'Autorità, nei quali Terna ha illustrato le fasi di preparazione di una nuova metodologia per la valutazione degli interventi per l'incremento della resilienza della rete di trasmissione, applicabile progressivamente ai diversi fattori critici di rischio;
 - ritiene che lo sviluppo della metodologia predisposta da Terna nel corso del 2020 e in corso di finalizzazione, sia

sufficiente per avviare una fase di discussione pubblica da svolgere separatamente dalla consultazione sullo schema di Piano di Sviluppo della RTN 2021;

- prevede che Terna effettui una fase di discussione pubblica, con almeno un seminario in formato online, sull'aggiornamento delle metodologie per la valutazione dell'indicatore di resilienza della RTN;
- prevede che Terna trasmetta all'Autorità entro il 31 luglio 2021 un rapporto di sintesi dei contributi ricevuti in fase di discussione pubblica e la nuova metodologia per la valutazione degli interventi per l'incremento della resilienza della rete di trasmissione.

La nuova metodologia, riportata nell'Allegato A76 del Codice di Rete, è stata posta in consultazione dal 13 Aprile al 13 Maggio 2021; previsto, inoltre, un webinar pubblico il 5 Maggio 2021, in cui Terna presenterà la nuova metodologia per la resilienza, dedicando una sessione per rispondere ai quesiti ed osservazioni pervenuti dagli operatori.

In particolare, la nuova metodologia consente di identificare le aree del territorio che, con maggiore probabilità, potranno essere colpite in futuro da fenomeni meteorologici avversi e valutare quindi il rischio a cui è soggetta la rete elettrica di trasmissione che insiste su tali aree.

L'analisi è basata su un indice di rischio di disalimentazione delle cabine primarie, definito come il prodotto tra la probabilità che l'evento produca un disservizio e dell'entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio stesso.

Tale probabilità di accadimento dell'evento di disalimentazione di una cabina primaria che alimenta l'utenza finale dipende dal tempo di ritorno (TR) del disservizio delle linee, ovvero il numero di anni che mediamente intercorre tra due guasti dello stesso tipo dovuti al verificarsi di uno specifico evento meteorologico, che alimentano direttamente o indirettamente la cabina primaria.

Attraverso tale processo, è possibile individuare i componenti della rete strutturalmente più deboli agli effetti degli eventi meteo estremi in modo da identificare, mediante analisi costi-benefici, gli interventi di natura preventiva che permettono di incrementare la robustezza dell'infrastruttura di trasporto e la resilienza delle porzioni di rete potenzialmente più critiche.

2.5.3.1 Esposizione agli eventi climatici estremi

La metodologia Resilienza 2.0 utilizza modelli climatici per identificare l'esposizione della rete di trasmissione agli eventi meteorologici estremi attesi nei prossimi decenni.

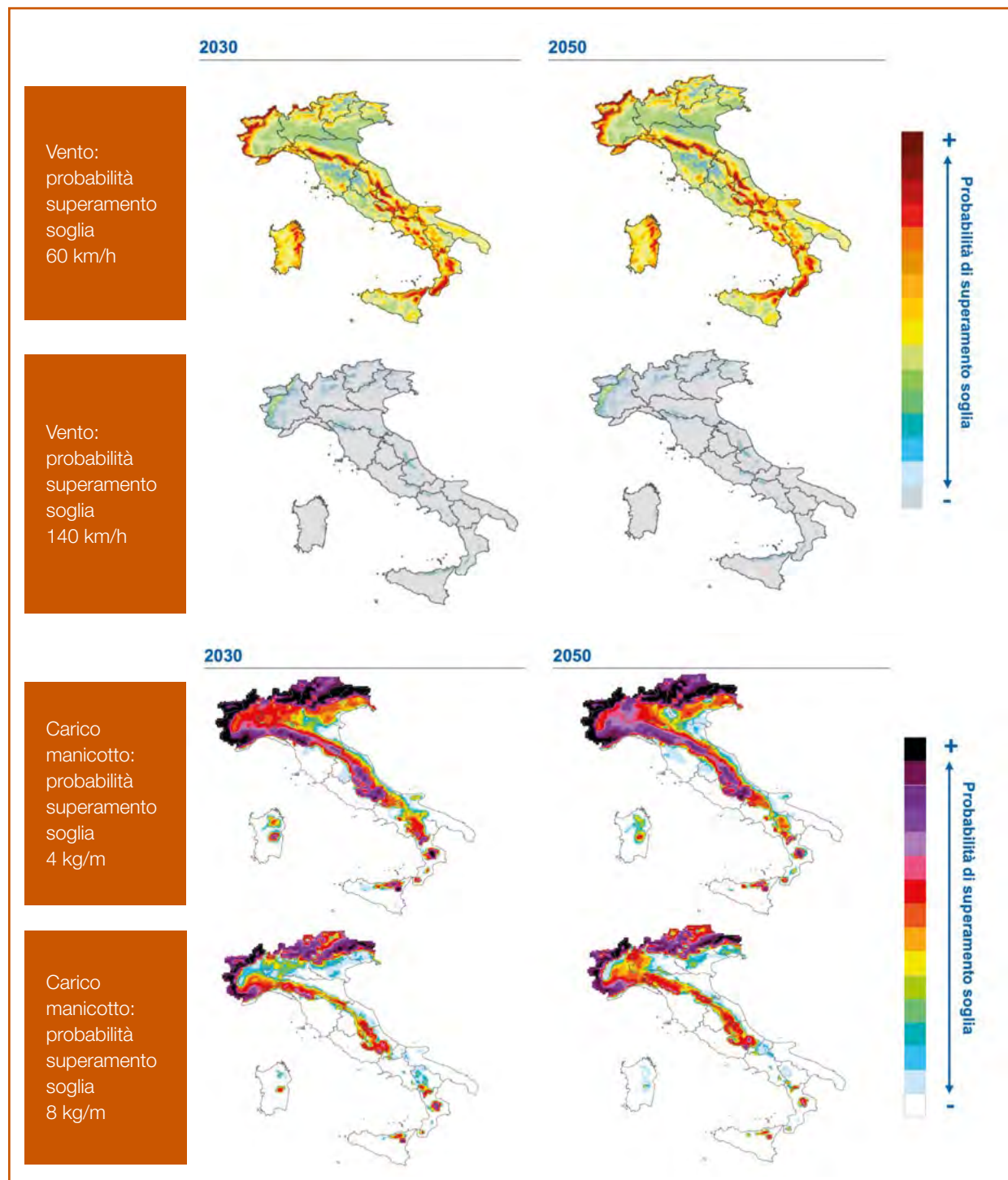
Gli scenari climatici¹² stimano la pericolosità climatica futura a diversi livelli di dettaglio, calcolando la probabilità che un fenomeno di una determinata intensità si verifichi in un certo periodo di tempo, in una data area. Le proiezioni climatiche sono determinate per diversi orizzonti temporali, dal 2020 al 2050 a cadenza di 5 o 10 anni, come probabilità annua di superamento di specifiche soglie di intensità di esposizione all'evento climatico estremo¹³.

¹² Le previsioni climatiche sono state elaborate per il vento forte dal fornitore statunitense Jupiter Intelligence, mentre le previsioni climatiche di ghiaccio-neve sono state elaborate da RSE.

¹³ Nel caso del vento forte le soglie si riferiscono all'intensità della velocità del vento (in km/h), valutata come valore medio su 10 minuti a 10 m di altezza; nel caso del ghiaccio-neve, le soglie riguardano il carico lineare di manicotto di neve umida (kg/m).

I risultati delle proiezioni climatiche sovrapposti alla rete di trasmissione consentono di stimare il rischio delle infrastrutture della RTN in termini di probabilità di esposizione ad eventi meteorologici estremi futuri.

FIGURA 44 *Rappresentazione dei risultati ottenuti dall'applicazione delle proiezioni climatiche per soglie esemplificative di vento forte e ghiaccio-neve*



2.5.3.2 Analisi vulnerabilità degli asset

Dopo aver analizzato la pericolosità climatica a cui è soggetta la rete di trasmissione, la metodologia determina la probabilità di disalimentazione delle linee rispetto alle sollecitazioni dirette ed indirette causate dagli stessi eventi meteo.

A tale fine è stato utilizzato un modello analitico, sviluppato con RSE, che determina la vulnerabilità dei sotto-componenti di linea agli effetti diretti ed indiretti dell'evento climatico estremo e che considera i criteri di progettazione stabiliti dalla normativa CEI¹⁴ e dalle linee guida unificate di Terna.

Il modello di vulnerabilità considera:

- gli effetti diretti, cioè gli eventi di guasto dei sottocomponenti dovuti all'azione diretta del fenomeno climatico sull'asset.
- gli effetti indiretti, cioè gli eventi di disservizio (senza necessariamente rottura dei sottocomponenti ma comunque fuori servizio permanente) dovuti all'azione del fenomeno meteorologico su corpi estranei all'asset; in particolare, la metodologia si focalizza sugli effetti degli alberi ed il relativo impatto sulla linea.

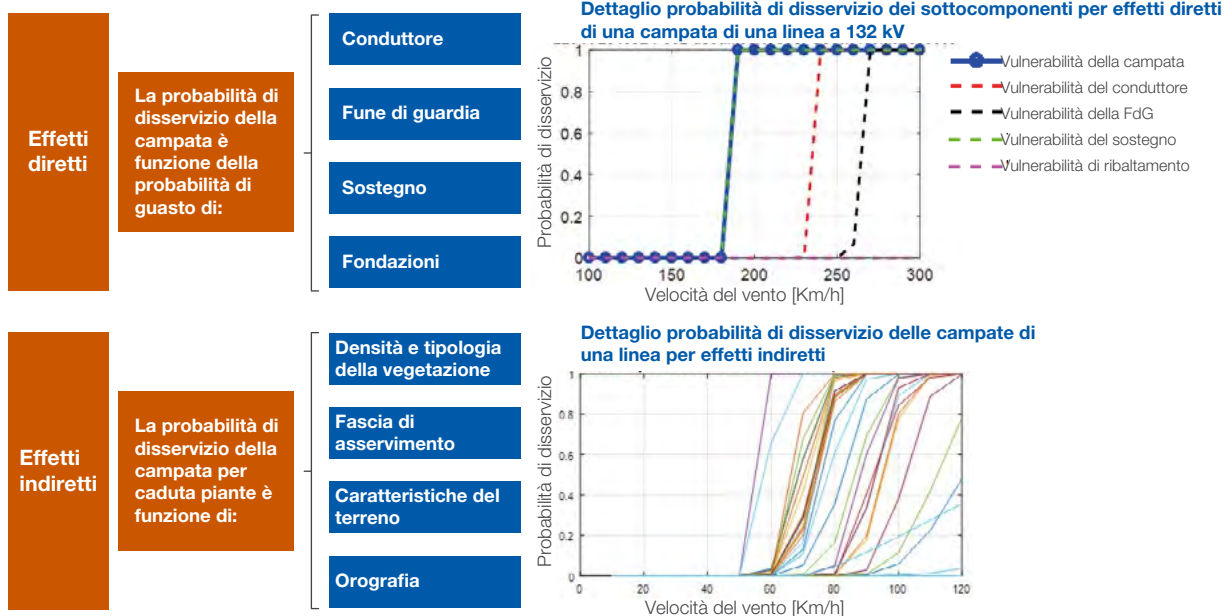
I principali parametri considerati e inclusi nel modello sono:

- Parametri tecnici dei componenti della linea (funi di guardia, conduttori, sostegno, fondazioni), afferenti alle caratteristiche geometriche e meccaniche delle linee AT e AAT della rete di trasmissione nazionale.
- Parametri orografici/ambientali: pendenza del terreno associata ad ogni campata, presenza di alberi lungo ogni campata, tipologia di piante prevalenti¹⁵, livello di umidità del suolo.

Sulla base delle suddette informazioni, il modello determina per ogni campata le curve di probabilità di guasto (curve di vulnerabilità) in funzione di diversi livelli d'intensità del fenomeno climatico – sia per gli effetti diretti, sia per gli effetti indiretti – e della vulnerabilità degli elementi che compongono la linea.

FIGURA 45 **Vulnerabilità dei componenti e delle campate per effetti diretti ed effetti indiretti (es. caso vento forte)**

Elementi principali per la definizione della curva di vulnerabilità di una linea



¹⁴ CENELEC Std. EN 50341-1-2012, "Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV - Part 1: General requirements - Common specifications", 2012. CENELEC Std. EN 50341-2-13:2017-01, "Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV - Part 2-13: National Normative Aspects (NNA) for Italy" (based on EN50341-1:2012). Norma CEI 11-4, così come ripresa dal DM 449 dell'88.

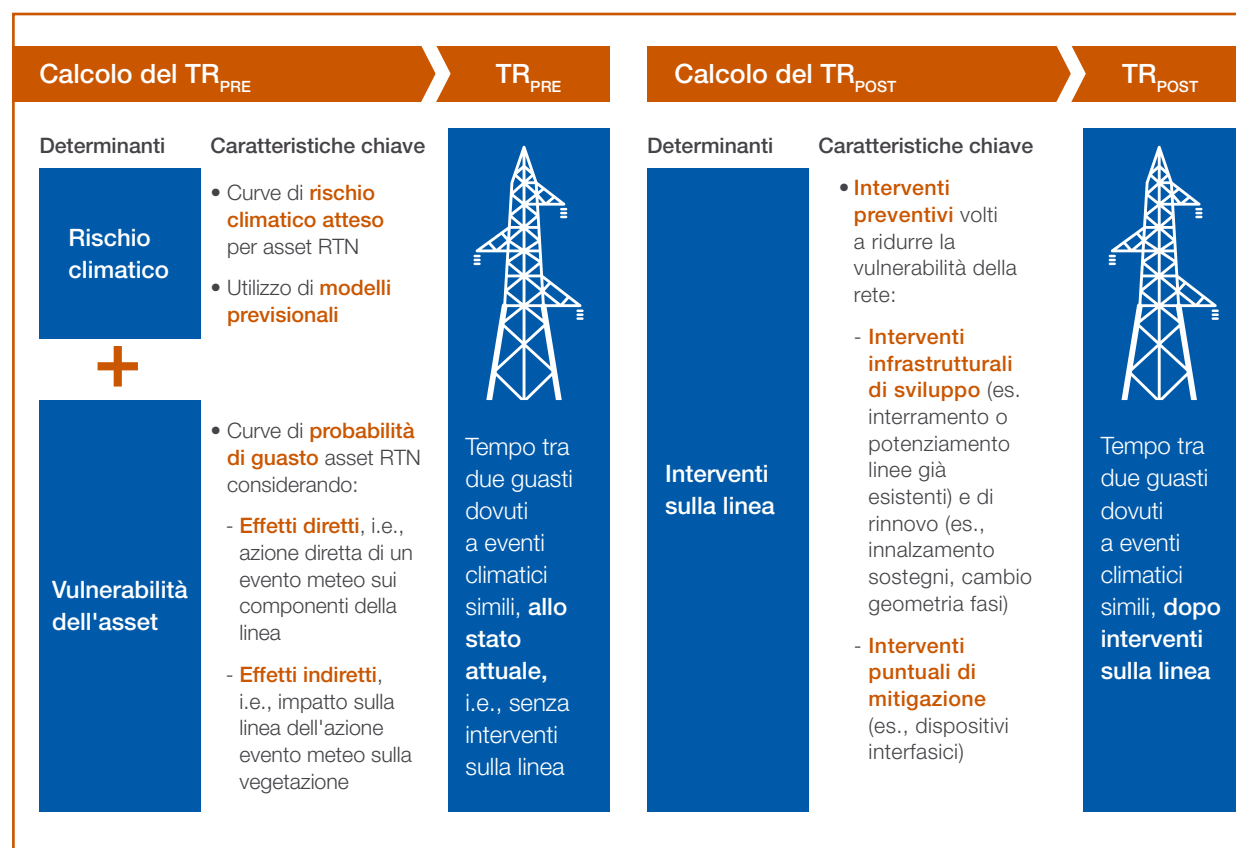
¹⁵ Ricavati dal Data Base europeo Corine Land Cover (CLC) 2018 (aggiornato da ISPRA).

2.5.3.3 Calcolo del tempo di ritorno della linea

La metodologia consente di ricavare il tempo di ritorno per una campata specifica della linea e conseguentemente il tempo di ritorno della linea stessa sia prima (TR_{PRE}) che dopo (TR_{POST}) l'introduzione dell'intervento per l'incremento della resilienza.

Il tempo di ritorno rappresenta il numero di anni che mediamente intercorre tra due guasti dello stesso tipo dovuti al verificarsi di uno specifico evento meteorologico ed è pari all'inverso della probabilità di disservizio associata ad un asset di rete, tenuto conto dell'azione dell'evento meteorologico sull'asset stesso. Tanto minore è il TR_{PRE}, tanto maggiore sarà la probabilità di avere un disservizio per un determinato evento meteo allo stato attuale dell'asset.

FIGURA 46 *Tempo di ritorno della linea*



2.5.3.4 Tipologie di interventi per l'incremento della resilienza

Gli interventi per l'incremento della resilienza possono essere classificati in tre principali categorie:

- interventi preventivi, finalizzati ad incrementare la magliatura della rete o l'affidabilità e la robustezza degli asset esistenti, riducendo pertanto l'esposizione della rete elettrica ad eventi climatici estremi. Possono essere classificati a loro volta in interventi di natura infrastrutturale e interventi puntuali di mitigazione.
- Interventi per il ripristino, finalizzati a ridurre il tempo di ripristino della linea a seguito di interruzioni del servizio. Tali interventi vengono messi in atto a seguito del verificarsi di guasti sulla rete per eventi climatici estremi. In tale categoria rientrano i piani d'emergenza e l'utilizzo di strumenti e attrezzature a supporto del ripristino.
- Interventi di monitoraggio, ovvero soluzioni tecnologiche innovative finalizzate ad anticipare situazioni meteorologiche critiche per permettere la valutazione e l'adozione di eventuali soluzioni preventive o l'intervento in tempo reale, riducendo così i tempi di ripristino. Tali soluzioni possono essere pertanto utilizzate per attivare azioni pre- o post- fuori servizio.

Nel caso di interventi preventivi su asset esistenti, il calcolo del TRPOST della linea dipende dalla tipologia di intervento implementata; ad esempio, gli interventi preventivi infrastrutturali, agendo sui parametri meccanici della linea, aumentano la prestazione meccanica ed incrementano la robustezza dell'asset, determinando conseguentemente un significativo miglioramento del tempo di ritorno totale della linea.

FIGURA 47 *Tipologia Interventi preventivi*

Soluzioni preventive			
Interventi infrastrutturali		Interventi puntuali di mitigazione	
Interventi	Descrizione	Interventi	Descrizione
Incremento magliatura	• Aumento ridondanza tramite nuove linee aeree • Aumento ridondanza tramite diversificazione tecnologica (i.e., cavi + linee)	Installazione dispositivi anti-rotazionali	• Applicazione di dispositivi anti-rotazionali sul conduttore aumentando la rigidità torsionale dello stesso
Interramento linee	• Interramento totale/parziale	Installazione di dispositivi interfasci	• Applicazione di distanziatori tra conduttori per ridurre il fenomeno del "Galopping" e scatti bi-fase
Rifacimento/rinnovo linee aeree	• Sostituzione/rinforzo totale/parziale dell'elettrodotto o di singoli componenti • Innalzamento dei sostegni • Allontanamento fasi, i.e., modifica della geometria delle fasi	Utilizzo di rivestimenti "icephobic"	• Rivestimento dei cavi aerei con materiali/vernici di tipo idrofobico e ghiacciofobico
		Utilizzo di correnti anti-icing/de-icing o carichi zavorra	• Riscaldamento dei conduttori tramite carichi zavorra (reattivi) o ri-dispacciamento dei flussi di corrente
		Intensificazione taglio piante	• Introduzione di campagne di taglio dedicate nelle aree con linee a mezza costa e/o piante ad alto fusto (possibile estensione verso monte del taglio a raso)

2.5.3.5 Beneficio incremento resilienza

La metodologia consente di quantificare l'impatto degli eventi meteo in termini di disalimentazione delle cabine primarie (CP) nelle condizioni pre e post intervento, attraverso un approccio probabilistico "N-k" che permette di valutare gli effetti del fuori servizio simultaneo di più linee sulla rete ed il loro impatto sul sistema elettrico.

Il beneficio in termini di incremento resilienza prodotto da un intervento viene valutato pertanto sulla base della riduzione della disalimentazione delle cabine primarie tra le condizioni pre e post intervento.

2.5.4 L'impegno di Terna sulla resilienza nel contesto mondiale

FIGURA 48 *Resilienza in ambito europeo*



Terna è coinvolta nei tavoli di lavoro delle due organizzazioni GO15 e CIGRE¹⁶ e si pone come punto di riferimento per la resilienza rispetto agli altri operatori di settore.

In particolare per il GO15. Reliable and Sustainable Power Grids (formalmente “Very Large Power Grid Operators Association – VLPGO”)¹⁶ Terna, rafforzando il suo impegno all’interno dell’organizzazione, ha guidato all’interno del “Strategic Working Groups - SWG2 – Resilience Models” la Task Force 2 “Electricity Infrastructure” con l’obiettivo di condividere esperienze e best practises sulle metodologie e case-studies tenendo conto della resilienza nella pianificazione dell’infrastruttura elettrica, nell’analisi costi-benefici (CBA) e nel processo di investimento.

I case-studies e la survey sull’ACB con focus sulla valutazione di un beneficio resilienza, svolti durante il corso del 2020, hanno evidenziato che:

- ad oggi, a livello mondiale, non esiste uno standard e/o delle linee guida sulla metodologia Resilienza per la valutazione dei benefici;
- a livello di pianificazione è fondamentale un nuovo approccio ingegneristico basato sulla resilienza, che porti a rivalutare gli investimenti, le metodologie e le metriche adottate e così essere in grado di incorporare valutazioni di resilienza nell’attuale analisi di affidabilità per definire un nuovo processo di decision-making e di pianificazione per i futuri sistemi;
- è necessario investigare nuovi tipi di investimenti oltre ai tradizionali interventi infrastrutturali, come interventi capital light o nuove intese con gli operatori di sistema per trovare la miglior soluzione e il miglior mix di investimenti;
- la necessità di includere la resilienza negli standard regolatori/normativi per abilitare ed incentivare investimenti volti all’incremento della resilienza del sistema elettrico.

Per il 2021 la task force si è posta l’obiettivo di continuare ad investigare le metodologie ed i processi decisionali per l’incremento della Resilienza, condividendo le best practise, casi studio e survey su argomenti ad hoc come gli investimenti capital-light.

Per maggiori informazioni su GO15 e le sue attività si rimanda al sito <http://www.go15.org>.



¹⁶ GO15 è un’iniziativa volontaria dei 17 maggiori Power Grid Operators (PGO) del mondo nata nel 2004 per affrontare questioni fondamentali di interesse comune per i suoi membri e sviluppare piani d’azione comuni per migliorare la sicurezza della rete.

Adeguatezza

2.6

La progressiva sostituzione di fonti programmabili convenzionali con fonti non programmabili implica la necessità di affrontare e superare importanti sfide nella gestione di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico, entrambe fondamentali per garantire la qualità del servizio verso i consumatori finali.

L'adeguatezza consiste nell'assicurare che la capacità produttiva disponibile, comprese le importazioni e gli accumuli, sia sufficiente per soddisfare la domanda di energia richiesta in ogni ora e in ogni zona del paese, quindi, il Sistema Elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo. La sicurezza, invece, rappresenta la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso.

L'adeguatezza di un sistema elettrico si misura comunemente attraverso due indicatori:

- Expected Energy Not Supplied (EENS): inteso come la quota parte di domanda non fornita, in un dato periodo, per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione;
- Loss of Load Expectation (LOLE): inteso come numero di ore in cui il valore di EENS è differente da zero.

Con il Decreto Ministeriale del 28/06/2019 è stato fissato, per il sistema elettrico italiano, un valore massimo di 3 h/anno di LOLE. Nelle valutazioni di adeguatezza è necessario tenere in considerazione le variazioni (causali e non) delle principali variabili di input del modello utilizzato, tra cui l'aleatorietà legata ai fenomeni climatici quali ad esempio la temperatura, la ventosità e l'irraggiamento che producono, a loro volta, un impatto diretto sia sulla domanda di energia elettrica sia sulla disponibilità di una sempre più consistente quota parte di generazione (le fonti rinnovabili intermittenti).

L'adeguatezza di un sistema elettrico misura quindi la capacità di soddisfare il carico in ogni istante, tenendo in considerazione le fluttuazioni della domanda, le potenziali indisponibilità di impianti di generazione, l'incertezza che caratterizza la producibilità degli impianti FRNP nonché, nel medio/lungo termine, la possibile realizzazione di nuova capacità o dismissione di capacità esistente e/o di un'augmentata capacità di trasporto tra aree della rete rilevante. Per tener opportunamente conto di tutte le incertezze, tanto maggiori quanto più ci si muove verso orizzonti temporali di più lungo termine, si fa ricorso ad analisi di tipo probabilistico.

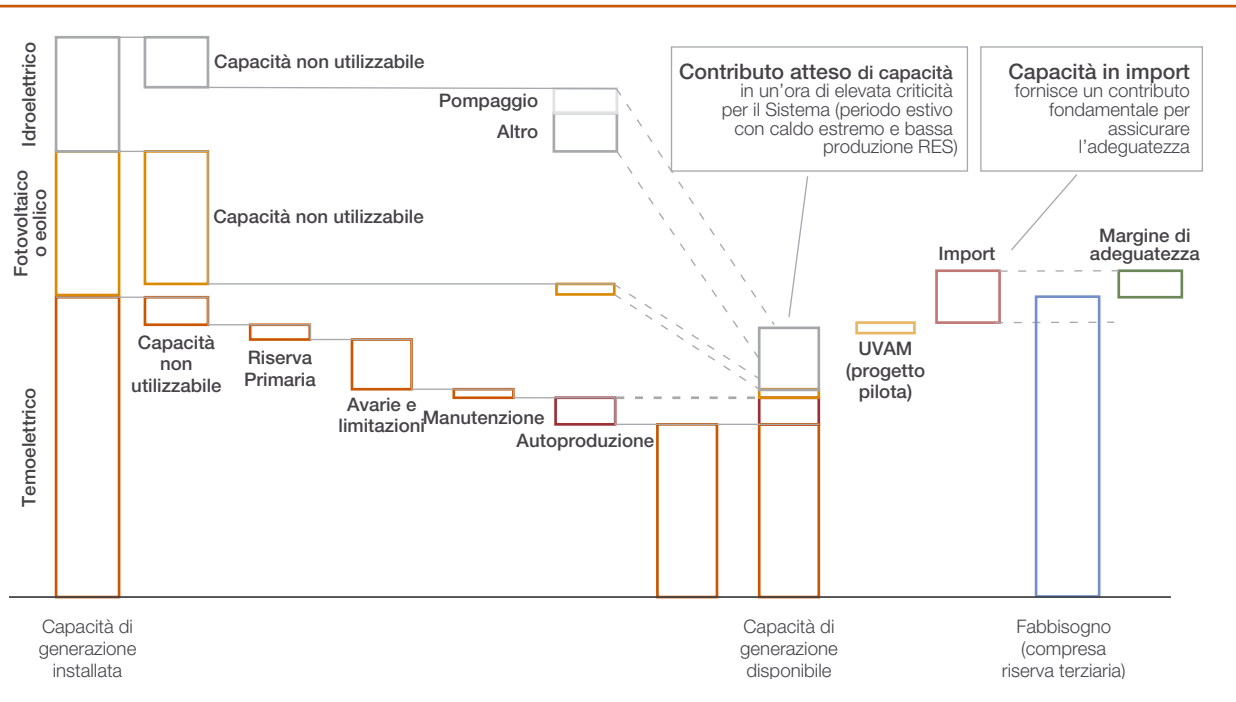
Terna valuta il livello di adeguatezza del sistema sia nel breve termine (giorni/mesi) sia nel medio/lungo termine (anni).

A tale scopo, Terna verifica che l'esercizio avvenga con un margine di adeguatezza congruo alle esigenze di gestione della rete elettrica, definendo tale parametro come la differenza tra:

- la somma tra la capacità produttiva disponibile e l'importazione di energia elettrica dalle aree contigue;
- il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria riserva terziaria di sostituzione.

Il contributo all'adeguatezza delle varie fonti non assume un valore costante ma varia ora per ora durante il giorno e nei diversi periodi dell'anno. Si riporta, quindi, a titolo di esempio uno spaccato del contributo all'adeguatezza delle diverse fonti in condizioni di stress per il sistema (Figura 49).

FIGURA 49 Contributo delle diverse fonti all'adeguatezza in condizioni di stress per il sistema e definizione margine di adeguatezza [capacità]



La capacità di generazione disponibile è pari alla somma delle diverse fonti, classificate in base alla tecnologia, opportunamente considerate per tener conto della loro effettiva disponibilità e del loro contributo alla copertura della domanda.

I principali riferimenti per le valutazioni di adeguatezza sono il Rapporto adeguatezza Italia elaborato da Terna e il Mid Term Adequacy Forecast redatto da ENTSO-E.

2.6.1 Il Mid-term Adequacy Forecast 2020

Il Mid-term Adequacy Forecast (MAF) è il documento predisposto da ENTSO-E ai sensi dell'articolo 8, comma 4 del Regolamento EC no. 714/2009 (prima pubblicazione avvenuta nel 2016) che analizza i potenziali rischi di adeguatezza per il sistema elettrico europeo in un orizzonte di breve-medio termine cercando di:

- creare un linguaggio comune e una metodologia condivisa tra i diversi paesi europei;
- raccogliere i dati e calibrare i modelli che possano essere poi utilizzati da ciascun TSO per svolgere analisi di dettaglio sul proprio Paese.

Lo studio MAF interessa l'intero perimetro paneuropeo e alcune zone limitrofe interconnesse con la rete di trasmissione europea. Tutte le zone all'interno del perimetro paneuropeo sono modellate in maniera esplicita utilizzando le migliori le informazioni disponibili in merito alle unità di generazione e alla domanda. Le zone al di fuori del perimetro paneuropeo, invece, sono modellate in modo non esplicito, ovvero sono considerati solo gli scambi orari previsti tra questi nodi di mercato e gli altri.

Le analisi evidenziano per lo più un basso rischio di inadeguatezza nel sistema Europeo per entrambi gli anni target analizzata con un'evoluzione positiva in alcune zone dal 2025 al 2030. Permangono però alcune aree, specie nel 2025, con valori di LOLE superiori agli standard di riferimento, in particolare Malta, Sardegna (come evidenziato anche dal Rapporto Adeguatezza Italia 2020), Turchia e Repubblica d'Irlanda.

FIGURA 50 MAF 2020 – risultati caso base 2025

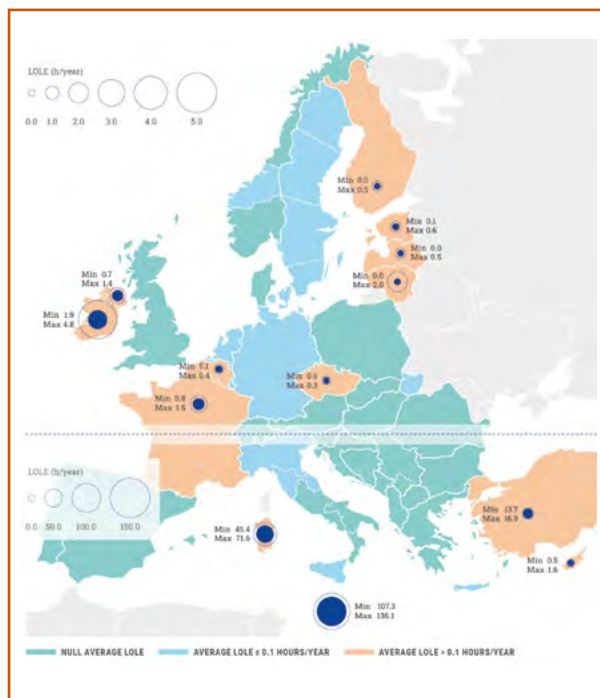
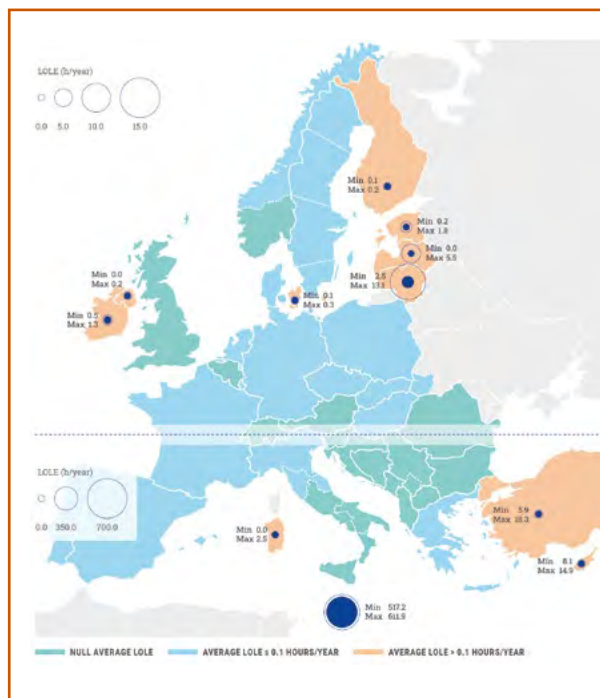


FIGURA 51 MAF 2020 – risultati caso base 2030



Il rischio della Sardegna quasi scompare all'anno target 2030, con la prevista realizzazione del Tyrrhenian link e delle altre risorse previste, in particolare, la nuova capacità programmabile, l'incremento di generazione da fonte rinnovabile non programmabile e i nuovi sistemi di accumulo.

Rispetto a quanto emerso nella precedente edizione del MAF, i risultati di quest'anno, per l'anno target 2025 mostrano rischi di inadeguatezza inferiori. Ciò è dovuto principalmente all'aggiornamento della capacità installata prevista in alcuni Paesi come l'Italia per effetto delle aste capacity market 2022/2023, svolte a fine 2019.

Il MAF 2020 non contiene un'analisi di sostenibilità economica degli impianti e non effettua valutazioni di adeguatezza del sistema in assenza di meccanismi della capacità. Questo non permette, nell'ambito del documento europeo, di evidenziare i possibili problemi legati alla Sicilia e alla dismissione di una parte del suo parco di generazione convenzionale economicamente poco competitivo.

I dettagli relativi al Mid Adequacy Forecast 2020 sono disponibili al sito ENTSE-E¹⁷.

¹⁷ <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>



CAPACITY MARKET

Il mercato della capacità è un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati con aste competitive. Alle aste, organizzate da Terna, possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) che per la capacità selezionata in esito all'asta hanno:

- l'obbligo di offrire la capacità sui mercati dell'energia e dei servizi
- il diritto di ricevere da Terna un premio fisso annuo
- l'obbligo di restituire a Terna la differenza se positiva fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi ed un prezzo di esercizio definito da Arera.

Alle aste possono altresì partecipare le unità di consumo (demand-response) e le risorse estere. Le prime aste sono state svolte il 6 (con anno di consegna 2022) e 28 Novembre 2019 (con anno di consegna 2023).

I risultati delle aste 2022 e 2023 hanno visto l'assegnazione di tutta la capacità offerta dagli operatori - nuova ed esistente - al premio massimo riconoscibile.

I segnali di prezzo in esito alle aste sono coerenti con le criticità in termini di adeguatezza che il sistema elettrico nazionale sta sperimentando e che ancor più si troverà ad affrontare in ottica

prospettica nei prossimi anni, tenuto conto del phase out atteso degli impianti a carbone. La scarsità di capacità disponibile evidenziata dalle aste 2022 e 2023 è peraltro coerente - in termini di necessità di sviluppo di nuova capacità di generazione - con quanto già indicato nel documento PNIEC e nel Rapporto adeguatezza Italia 2019, pubblicato lo scorso 9 agosto 2019 sul sito Terna.

Nelle aste 2022 e 2023 sono stati approvvigionati rispettivamente 1,8 GW e 4 GW di nuova capacità che potrà essere disponibile alla punta. La realizzazione di questa capacità costituisce una delle condizioni chiave per rendere concreto il percorso di decarbonizzazione del parco di generazione e consentire la dismissione degli impianti di generazione meno efficienti e caratterizzati da elevate emissioni di CO₂.

Al momento, oltre che in Italia, il capacity market è già attivo nel resto dell'Europa in Gran Bretagna, Polonia, Irlanda, Francia ed è in corso di implementazione in Belgio. Al di fuori dell'Europa questo meccanismo è già presente in alcuni mercati elettrici del Nord America e dell'Australia.

Il 4 maggio 2021 è stata avviata la consultazione sulla disciplina del capacity market per il 2024/2025, ponendo come termine per le osservazioni il 24 maggio 2021: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita>

2.6.2 Esigenze di Adeguatezza del Sistema

Il rapporto adeguatezza Italia 2019, pubblicato contestualmente alle aste del Capacity Market 2022/2023, ha evidenziato la necessità di approvvigionare circa 5,4 GW di nuova capacità programmabile e di circa 3 GW di accumuli per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico a fronte del programma di dismissione della capacità di generazione a carbone.

I risultati delle aste del capacity market 2022/2023, svolte a fine 2019, hanno contribuito significativamente a mitigare i rischi di adeguatezza del sistema elettrico italiano nel medio termine (2025), specie nell'area Nord del Paese dove è stata contrattualizzata a 15 anni nuova capacità per poco meno di 5 GW confermando il capacity market italiano come uno degli strumenti fondamentali per accompagnare la transizione ecologica in atto.

Nonostante ciò, permangono criticità nel medio termine (2024-2025) sia per i ritardi autorizzativi di alcuni impianti aggiudicatari di contratti di nuova capacità sia per le due isole maggiori Sardegna e Sicilia. Per entrambe le isole in particolare le criticità sono legate all'effetto combinato di due fattori:

- la riduzione attesa della capacità di generazione convenzionale, dovuta nel caso della Sardegna alle policy di decarbonizzazione del sistema elettrico (coal phase out) e nel caso della Sicilia alla presenza di impianti di generazione ormai obsoleti;
- insufficienza della capacità di trasmissione con il continente, sempre più rilevante per garantire adeguatezza e sicurezza delle isole a fronte della crescita attesa delle fonti rinnovabili intermittenti. Per risolvere le criticità in Sardegna e consentire la dismissione degli impianti a carbone sarà necessario realizzare:
 1. almeno 550 MW di nuova capacità programmabile distribuita opportunamente sull'isola;
 2. un nuovo collegamento Centro Sud – Sicilia – Sardegna (Tyrrhenian Link).

Anche per la Sicilia le criticità riscontrate nello studio sono essenzialmente legate a una possibile futura riduzione della capacità di generazione convenzionale, specie quella a olio combustibile tra cui spicca la centrale di San Filippo del Mela con una potenza installata complessiva di circa 900 MW. In assenza di strumenti per la copertura dei loro costi fissi, questi impianti saranno a rischio di chiusura per motivi economici.

Per risolvere le criticità in Sicilia, e di conseguenza risoluzione della necessità di capacità termoelettrica nelle Isole, l'unica possibilità è la realizzazione completa del collegamento Tyrrhenian link, superando le condizioni di criticità in termini di sicurezza e stabilità dinamica delle Isole a rete integra e non integra.

Le analisi di adeguatezza effettuate per l'anno orizzonte 2030 – che includono le opere previste nel Piano di Sviluppo di Terna - non rivelano problematiche specifiche.



Distribuzione territoriale delle criticità

2.7

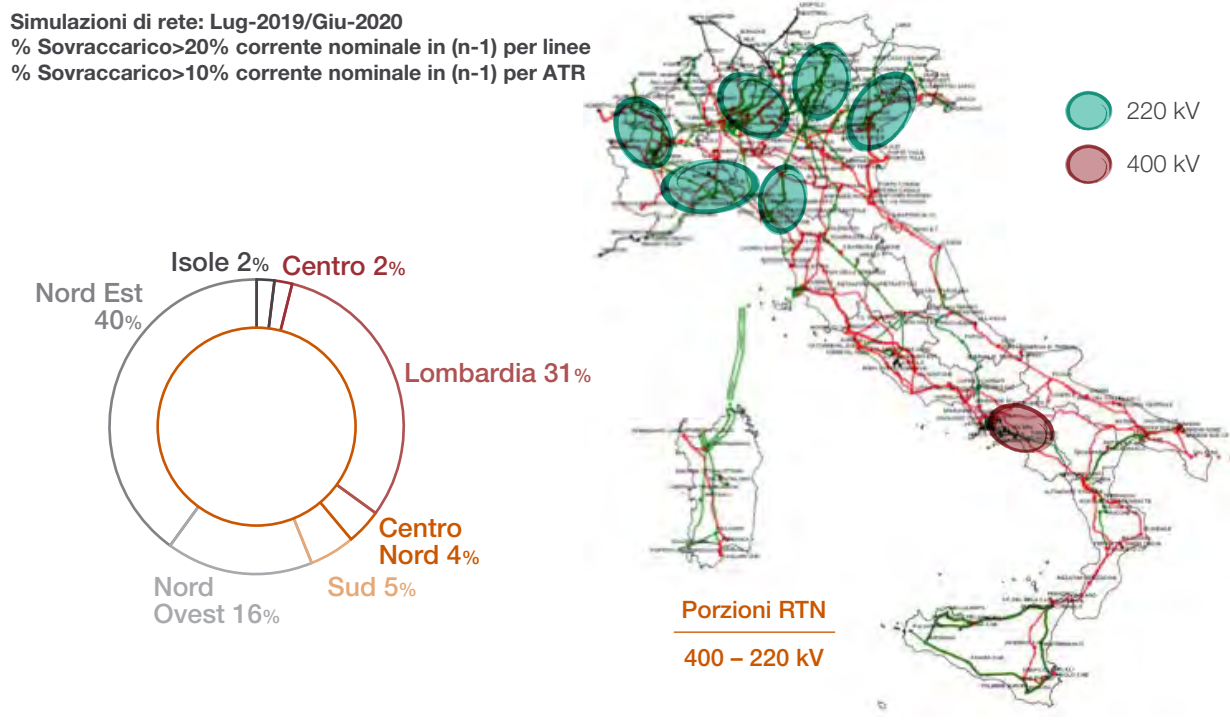
Ai fini della determinazione dei rischi di sovraccarico della rete primaria, in questo paragrafo, sono mostrate delle analisi simulate su condizioni di esercizio reali del sistema elettrico, valutando a livello nazionale le aree più colpite nel caso di perdita di un qualsiasi elemento di rete. Le principali evidenze delle criticità attuali sulla RTN a livello locale, invece, sono riportate nel par. 2.8.

Nella **Figura 52** è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (rete a 380 e 220 kV), con una mappa qualitativa delle zone geografiche nelle quali sono più alte le probabilità che si verifichino sovraccarichi in condizioni di sicurezza N-1, ossia dovuti al fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete.

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete effettuate ogni quarto d'ora in tempo reale relativamente ai mesi compresi tra luglio 2019 e giugno 2020. L'assetto di rete in tempo reale considerato è determinato dalla reale disponibilità degli elementi di rete, tenendo conto anche degli eventuali fuori servizio programmati.

Dall'analisi delle simulazioni effettuate emerge la presenza di situazioni potenzialmente critiche ovvero situazioni in cui almeno un elemento di rete registra un sovraccarico di corrente¹⁸.

FIGURA 52 Aree con maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380-220 kV



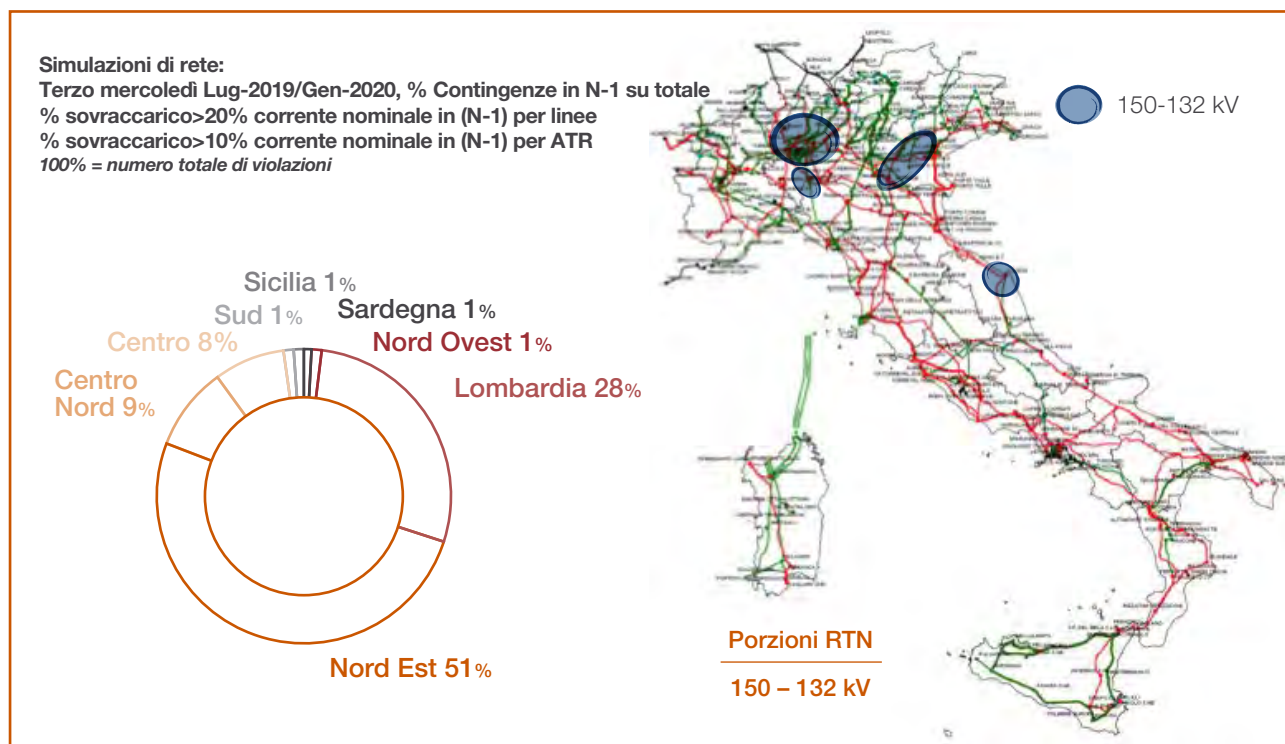
¹⁸ Si registra un sovraccarico di corrente quando la potenza che attraversa il componente è superiore al 20% per le linee e 10% per gli ATR rispetto al valore massimo di normale esercizio.

Di seguito riportate le criticità di rilievo:

- Nord-Ovest: le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte l'energia importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale verso i centri di consumo, sono interessate da elevati transiti di potenza. Si evidenziano i sovraccarichi delle linee 220 kV della Liguria occidentale. In Lombardia i rischi di sovraccarico su rete primaria riguardano principalmente la rete che alimenta la città di Milano, benché attenuati dall'entrata in servizio dei nuovi interventi previsti.
- Nord-Est: si concentra una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale principalmente in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità per una scarsa magliatura della rete. Si evidenziano sovraccarichi delle linee 220 kV localizzate in Friuli- Venezia Giulia soggette a transiti di potenza transfrontaliera.
- Sud: Si evidenziano sovraccarichi sulla direttrice Foggia – Benevento II, arteria soggetta ad elevati transiti di produzione rinnovabile. Di significativa importanza sono inoltre i sovraccarichi della rete AAT principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), causati dagli elevati flussi di energia dalle aree di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta.

Nella **Figura 53** sono illustrate le porzioni di rete a 150 – 132 kV che presentano i maggiori rischi di sovraccarico in condizioni di sicurezza N-1, ossia in caso di fuori servizio di un qualsiasi elemento della rete primaria o secondaria. I dati riportati nella figura sono il risultato di simulazioni di load flow riferite alla situazione sia di picco invernale che di picco estivo. In particolare, le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì di Luglio 2019 e di Gennaio 2020 alle ore 10.30 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescati su import e aree di produzione limitata. Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità di alcune arterie AT della Lombardia, dell'area tosco-emiliana e del Nord-Est, in particolare in condizioni N-1. I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT.

FIGURA 53 Aree con maggiore criticità per la sicurezza sulla rete secondaria a 150-132 kV



Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete

2.8

Nel seguito sono presentate le principali evidenze delle criticità attuali o previsionali sulla RTN, suddivise per area geografica. Alle suddette evidenze, è associato il corrispondente intervento previsto nell'orizzonte di medio-lungo termine del Piano di Sviluppo per mitigare o risolvere le criticità riscontrate.

2.8.1 Area Nord-Ovest

La Regione Piemonte ha visto negli ultimi anni una progressiva riduzione del deficit fabbisogno/produzione, sia per effetto della contrazione dei consumi sia per la diffusione della generazione distribuita (con particolare riferimento alle province di Cuneo e Alessandria).

Permangono tuttavia i fenomeni critici di trasporto della potenza dalla frontiera (Svizzera e Francia) e dalla Valle d'Aosta verso la Lombardia: ciò talvolta causa problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria. Al fine di intercettare tale fenomeno, anche alla luce dell'entrata in servizio del nuovo collegamento HVDC Italia - Francia sono state messe in atto attività di potenziamento su rete primaria (cfr. 8-P Rimozioni limitazioni rete 380 kV area nord ovest).

Va rilevato inoltre che, se da un lato l'energia da FER non programmabili è cresciuta in maniera rilevante sul territorio regionale (in particolare da FV), principalmente su livello di tensione MT e BT, tuttavia localizzazione geografica e profilo di producibilità non sempre riducono i transiti sulla RTN, anzi in alcuni casi sono fonte di criticità di esercizio sia per la gestione dei flussi di potenza che per la regolazione della tensione: ad esempio nel Cuneese frequentemente la punta di produzione di fonte fotovoltaica va a coincidere stagionalmente con il picco di idraulicità. In generale, rispetto agli anni precedenti, nei quali emergevano criticità di esercizio nelle ore di elevato carico (stagione invernale/giorni feriali), la rete 132 kV dell'area Nord-Ovest attualmente presenta difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica (non accumulabile). In particolare, a fine primavera/inizio estate, in condizioni di elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente, la sollecitazione a cui è sottoposta la rete 132 kV determina situazioni potenzialmente critiche.

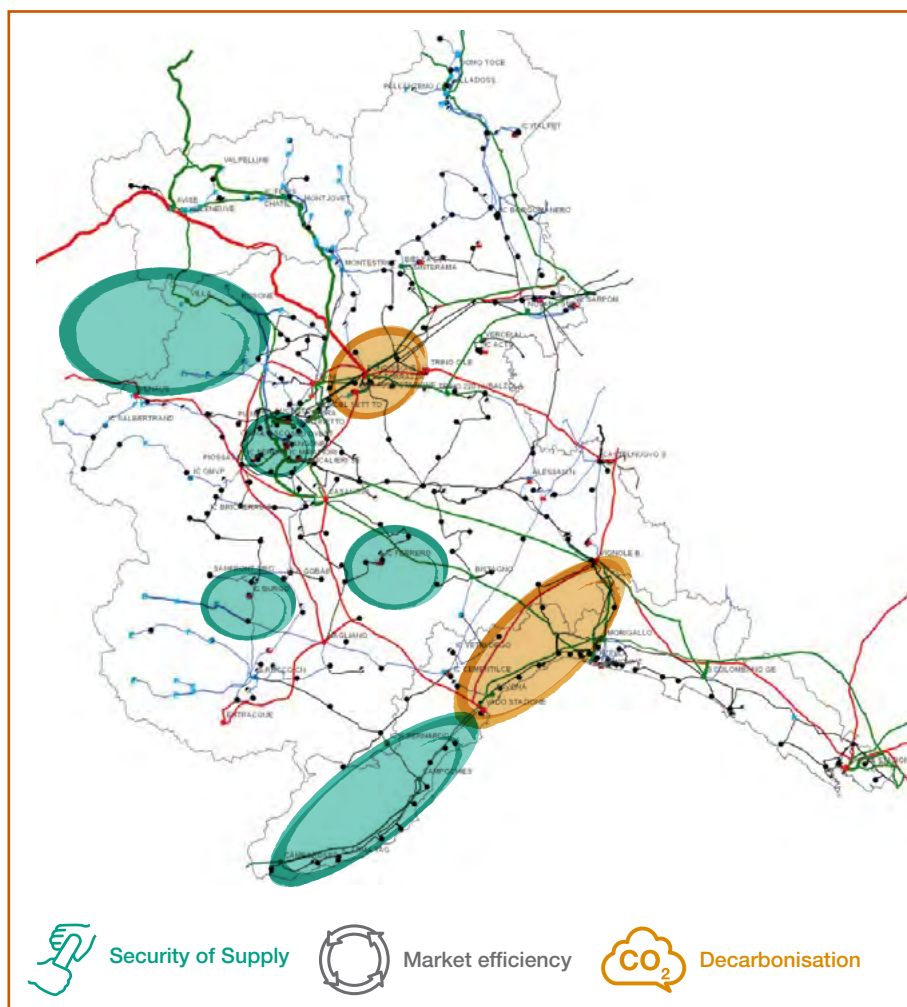
Questo fenomeno rende sempre più urgente per l'esercizio della rete la realizzazione della linea "Magliano Alpi – Fossano" ed il riassetto delle linee in località Murazzo (CN) nel Cuneese, riportate nell'intervento 14 - P "Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scroccio di Murazzo"; analoghe criticità si registrano nelle province di Asti e Alessandria e possono essere risolte con l'intervento 7-P "Sviluppi rete nelle province di Asti e Alessandria".

Per contro non è raro trovarsi ad esercire nelle prime ore del mattino porzioni di rete caratterizzate da una brusca riduzione di fabbisogno dovuta allo spegnimento dell'illuminazione pubblica e da un'impennata della produzione da fonte fotovoltaica: in tali situazioni può essere critico il contenimento dei profili di tensione sia sulla rete secondaria, che, soprattutto, sulla rete primaria.

In tal senso si inquadra l'installazione di una reattanza presso la stazione elettrica di Pianezza, che contribuirà ad ottimizzare i profili di tensione sulla rete di trasmissione della città.

Le criticità sulla rete urbana 220 kV di Torino e sull'anello a 220 kV al contorno dell'area urbana sono state sostanzialmente risolte con l'entrata in servizio dei principali rinforzi di rete e razionalizzazione previsti. Nei contesti metropolitani, dove collegamenti di rete sono costituiti principalmente da cavi interrati, l'esperienza di esercizio ha confermato l'esigenza di adottare criteri di pianificazione più stringenti (N-2) al fine di garantire la continuità del servizio laddove la coesistenza di più sottoservizi interrati rende gli stessi cavi più esposti a guasti accidentali e allunga i tempi medi di riparazione degli stessi. In tal senso sono allo studio rinforzi dei cavi interrati soprattutto sull'asse tra Sud e Ovest della città, potenziando asset esistenti e/o riclassando collegamenti eserciti a tensione inferiore.

FIGURA 54 *Principali criticità di rete nell'Area Nord-Ovest*



Le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Piemonte, Valle D'Aosta e Liguria che sono riportate in *Figura 54*, sono risolte dagli interventi 8-P "Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest", 19-P "Rete Cuneo – Savona", 6-P "Razionalizzazione rete 220 kV e 132 kV provincia di Torino", 7-P "Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria".

2.8.2 Area Nord

Le analisi sulla rete primaria di trasmissione della Regione Lombardia mostrano alcune criticità che potrebbero ridurre i margini di sicurezza della rete interessata da fenomeni di trasporto in direzione Ovest/Est, con flussi di potenza provenienti dalla Regione Piemonte e dalla frontiera Svizzera verso la Lombardia e le aree del Triveneto, che mantengono un carattere deficitario.

Miglioramenti nell'esercizio della rete in prossimità dell'area della città di Milano, deriveranno dalla prevista razionalizzazione del nodo elettrico di Cassano. Tale attività consentirà di rinforzare la magliatura della rete, garantire maggiore flessibilità nella programmazione delle attività di manutenzione degli asset della RTN, e limitare vincoli alla produzione elettrica.

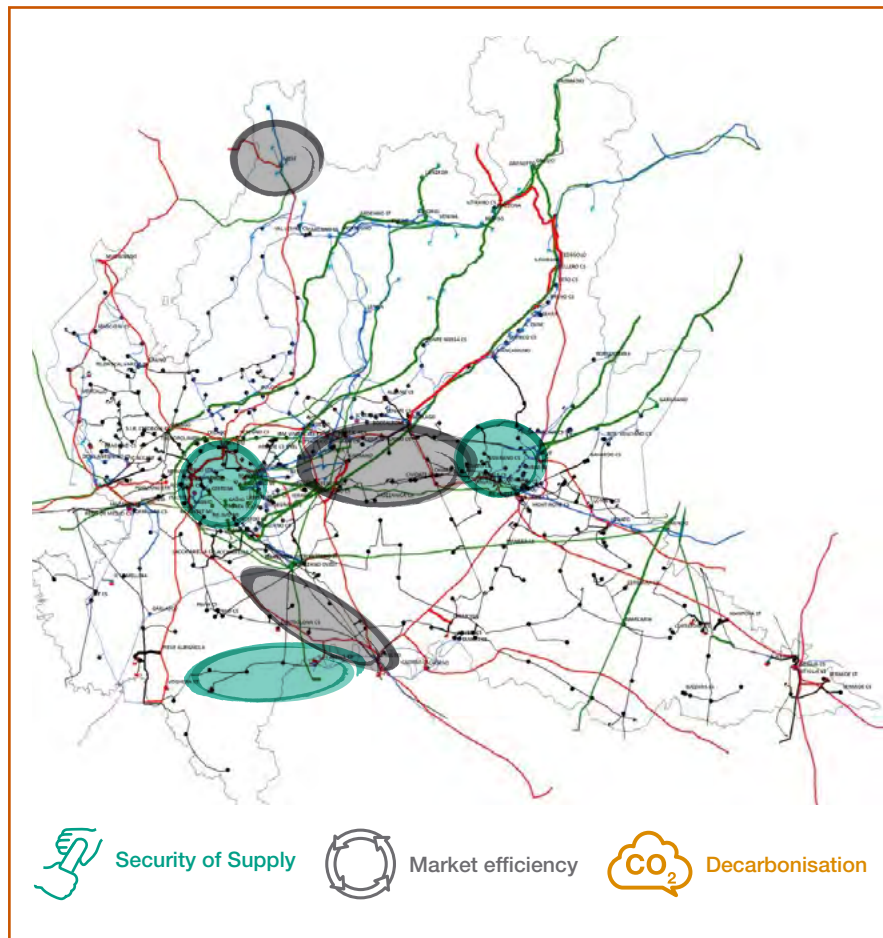
Gli interventi di Sviluppo che includono le attività sopra indicate sono: 104-P "Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia", 115-P "Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco", 130-P "Stazione 220 kV Vaiano Valle".

Relativamente alla rete a 132 kV, si confermano critiche le aree comprese fra Pavia, Cremona e Bergamo; in particolare è necessario risolvere le criticità sulle porzioni di rete a 132 kV sottese alle stazioni di Lonato, Verderio, Dalmine, La Casella e Castelnuovo. In tal senso nel PdS sono previsti numerosi interventi di potenziamento e razionalizzazione, tra i quali: 108-P “Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo”, 147-P “Elettrodotto 132 kV Verderio – Ciserano”.

A fronte dei sempre più frequenti eventi climatici estremi, si confermano critiche alcune aree della regione Lombardia: la Valle Caffaro (dove occorre quanto meno risolvere la connessione in “T rigido” della Cabina Primaria di Bagolino e, in prospettiva, potenziare la magliatura di rete, sfruttando gli asset esistenti) e le valli bergamasche.

Tale criticità verrà superata con l'intervento “116-P Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia”.

FIGURA 55 **Principali criticità di rete nell'Area Nord**



Sul tema della regolazione delle tensioni in rete la situazione che comporta maggiore criticità è rappresentata dalla rete 220 kV della Valtellina. Il problema si presenta nelle ore di basso carico (e quindi bassa remunerazione della generazione), quando i gruppi delle due grandi centrali di Grosio e Premadio (circa 650 MW a pieno carico) sono fermi: in tali condizioni sulle dorsali 230 kV tra l'alta valle e la città di Milano non vi è alcuna caduta di tensione in quanto il transito è assente, le linee a vuoto generano potenza reattiva (comportandosi esattamente come condensatori) ed inoltre viene a mancare il contributo dei suddetti generatori sincroni alla regolazione della tensione. Nel PdS la soluzione individuata è l'installazione di un nuovo reattore nella stazione elettrica di Tirano, in attesa del più ampio progetto 112-P “Razionalizzazione 380kV Media Valtellina (Fase B)”. Infine, in periodi di cosiddetta alta idraulicità si registrano transiti elevati sulla rete di sub-trasmissione lungo le dorsali che scendono dalla provincia di Sondrio verso i carichi di Milano. Tale criticità verrà risolta con l'intervento 127-P “Stazione 380k V Mese”.

Le principali criticità della rete elettrica nel Nord sono evidenziate in **Figura 55**, ulteriori interventi per risolvere le attuali criticità sono: 115-P “Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco”, 127-P “Stazione 380 kV Mese”, 126-P “Stazione 380 kV Magenta”.

2.8.3 Area Nord-Est

La rete ad alta e altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese presenta criticità legate alla stagionalità e al basso livello di interconnessione e di magliatura, che saranno superate con gli interventi “204-P Interconnessione Italia – Austria, 216-P Razionalizzazione rete Media Valle del Piave”.

La rete a 400 kV si compone di un ampio anello che si chiude a Ovest nella stazione di Dugale (VR) e a Est nella stazione di Redipuglia (GO). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, sul quale

confluiscono i flussi di potenza provenienti dalla frontiera slovena. Queste criticità saranno risolte dall'intervento "200-I Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i."

La rete a 220 kV, in particolare quella del Trentino-Alto Adige e del Bellunese, presenta invece vincoli e rischi sulla sicurezza N-1 in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità. Di contro, nei periodi di scarsa idraulicità, presenta problemi legati al contenimento dei profili di tensione (prevalentemente nei periodi festivi e/o notturni) con necessità di presenza in servizio di gruppi generatori al solo scopo di regolazione della tensione.

Relativamente alla rete a 132 kV si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova, anche a causa dei ritardi nell'autorizzazione degli interventi di sviluppo previsti sulla porzione di rete sottesa. In particolare, la mancanza di immissioni dalla rete 380 kV su rete 220 kV e 132 kV rende necessario risolvere urgentemente le criticità sulle porzioni di rete a 220 kV tra Udine e Pordenone ed a 132 kV sottese

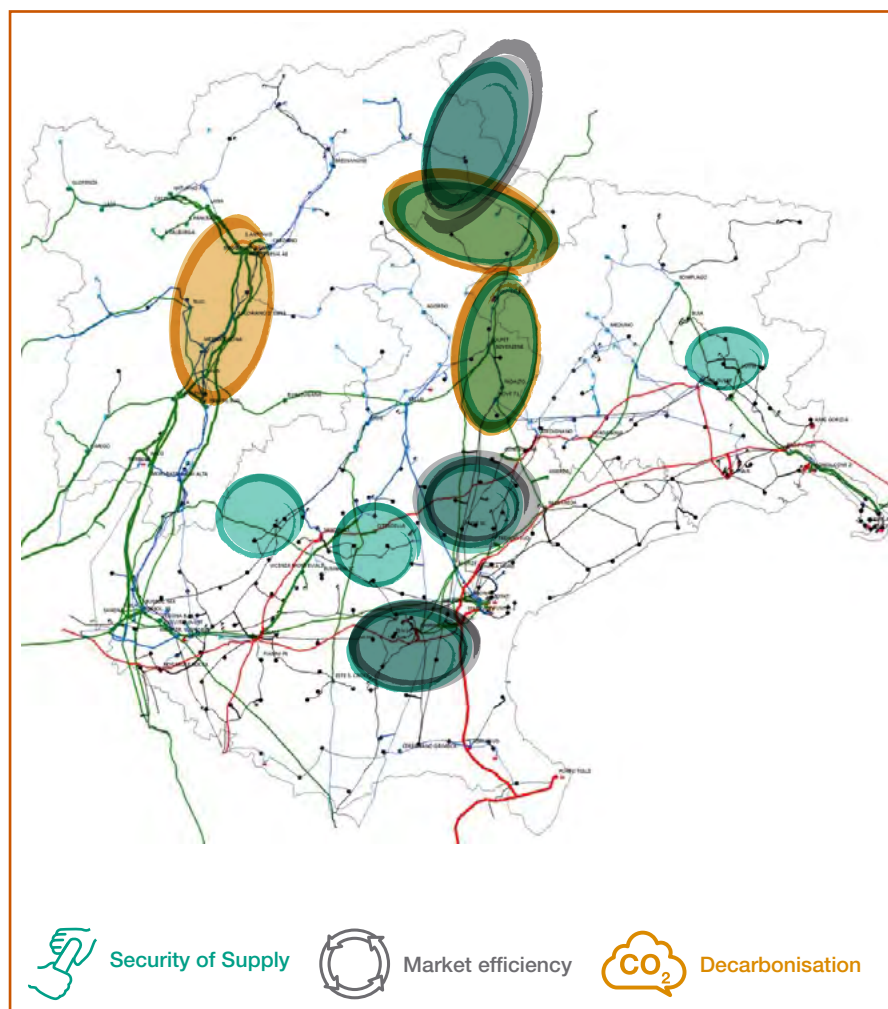
alle stazioni di Scorzè, Vellai e Sandrigo. La porzione di rete 132 kV della provincia di Venezia risulta invece scarsamente magliata e quindi poco flessibile per l'esercizio. Gli interventi presenti in PdS che consentiranno di superare queste criticità sono: "213-P Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone, 206-P Stazione 380 kV di Volpago, 227-P Stazione 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)".

La presenza di numerose centrali idroelettriche connesse alla rete a 132 kV dell'Alto Adige e dell'Alto Bellunese, associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita, determina ulteriori difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità. Tale condizione sarà risolta attraverso gli interventi: "222-P Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige, 245-P Diretrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS - Mori, 215-P Riassetto rete alto Bellunese, 216-P Razionalizzazione rete media valle del Piave", che consentiranno di rimuovere l'attuale impossibilità di confluire adeguatamente la produzione sulla rete a 220 kV.

Fortemente critica risulta inoltre essere l'area della Valsugana in provincia di Trento: attualmente tale porzione di rete è infatti esercita a 60 kV, presenta un carico sotteso piuttosto importante ed è caratterizzata da una notevole vetustà dei collegamenti e una scarsa affidabilità e flessibilità di esercizio. Per tali ragioni è stato programmato l'intervento "221-P Razionalizzazione 132 kV Trento Sud" che permetterà da un lato un incremento dell'affidabilità e qualità del servizio, dall'altro un maggiore sfruttamento della produzione idrica nell'area.

In *Figura 56* si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Trentino-Alto Adige, Veneto e Friuli-Venezia Giulia.

FIGURA 56 *Principali criticità di rete nell'Area Nord-Est*



2.8.4 Area Centro-Nord

La rete AAT dell'Emilia-Romagna e della Toscana è impegnata da transiti di potenza dal Nord verso il Centro-Sud Italia (imputabili prevalentemente all'energia importata dall'estero sulla frontiera Nord) e, nei periodi di scarso import ed elevato carico, da transiti di potenza dal Sud Italia verso il Nord (dovuti alla produzione disponibile al Sud proveniente sia da fonte rinnovabile sia da centrali a ciclo combinato più efficienti di recente costruzione).

Al fine di evitare congestioni e quindi consentire un incremento di transito sia tra le sezioni Centro Sud -Centro Nord, che Centro Nord -Nord e importare in sicurezza dal nuovo collegamento Italia-Francia, sono stati pianificati rispettivamente i seguenti interventi: 436-P "HVDC Centro Sud / Centro Nord", 302-P "Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano", 347-P "Elettrodotto 380 kV Parma – S.Rocco".

Inoltre, alcune dorsali in particolare a 220 e a 132 kV possono diventare elementi critici per il trasporto di energia elettrica e generare congestioni che possono sia vincolare gli scambi tra zone di mercato sia determinare smagliature di rete, riducendo la qualità e la sicurezza del servizio elettrico.

Rientrano in tale casistica le aree di carico comprese fra le stazioni di S. Barbara, Pietrafitta e Arezzo, quelle fra le stazioni di Suvereto, Larderello e Pian della Speranza e quelle comprese fra le stazioni di Calenzano e Martignone. Al fine di risolvere queste criticità sono stati pianificati diversi interventi tra i quali: 432-P "Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord", 345-P "Stazione 380 kV Larderello", 338-P "Stazione 380 kV a nord di Grosseto", 326-P "Riassetto rete AT a Nord di Bologna".

La rete di sub-trasmissione nelle zone tra Massa, Pisa e Lucca e nelle aree di Ferrara, Avenza e Amiata risulta satura e necessita di maggiore magliatura verso la rete di trasmissione, attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e il potenziamento di quelle esistenti, finalizzate anche alla raccolta della produzione da fonti di energia rinnovabile. Tali interventi ricadono negli interventi: 314-P "Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia", 306-P "Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca", 318-P "Riassetto di Ferrara".

Si rilevano inoltre alcune problematiche in termini di sicurezza locale e qualità del servizio nell'area Nord-Ovest dell'Emilia-Romagna (in particolare la provincia di Piacenza) e, in termini più contenuti, nelle aree metropolitane di Firenze e Bologna, nelle quali gli interventi di sviluppo e potenziamento della rete 132 kV (322-P Rete Nord – Ovest Emilia, 317-P "Rete metropolitana Firenze") riducono le criticità a rete non integra.

Problemi di piena affidabilità riguardano il carico dell'isola d'Elba in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento 132 kV, gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e l'unica centrale turbogas dell'isola, non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico (prevalentemente nel periodo estivo). Questa criticità sarà risolta con l'intervento di sviluppo 309-P "Elettrodotto 132kV Elba-Continente".

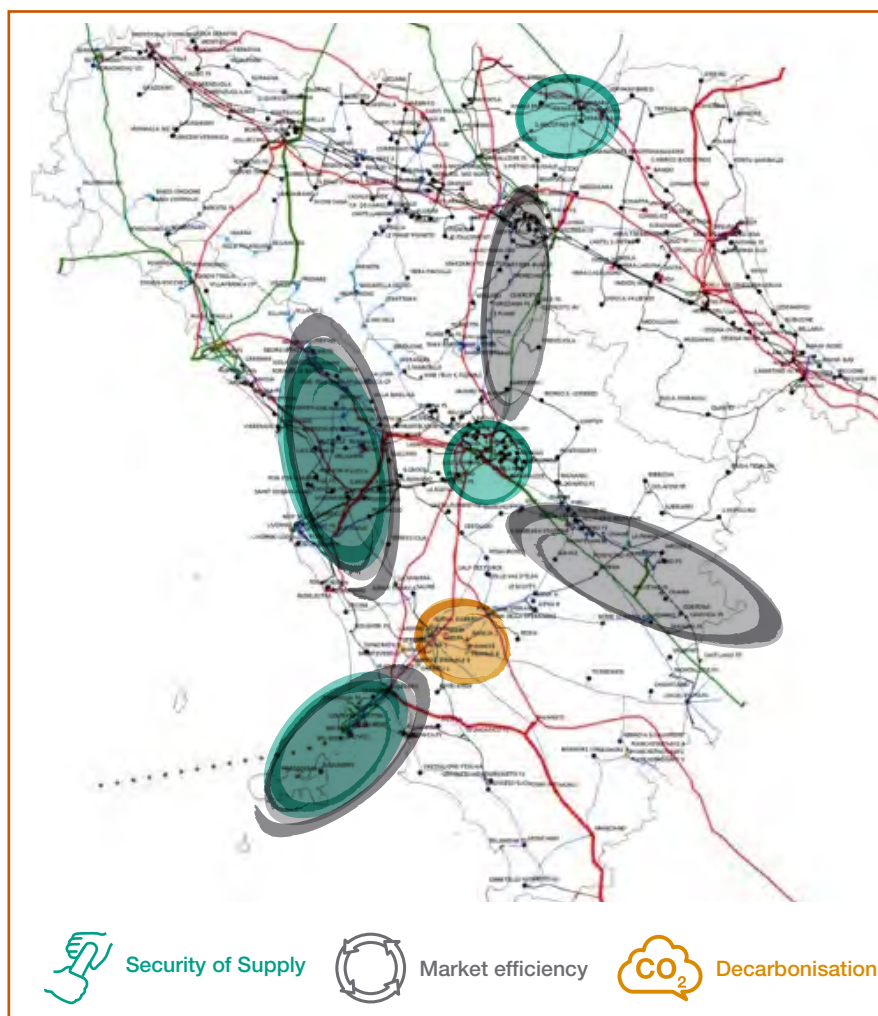
Ulteriori problemi di affidabilità di alimentazione riguardano i carichi insistenti nelle province di Modena, Reggio Emilia e Forlì/ Cesena, quest'ultima condizionata in particolare dalla diffusa presenza di impianti primari alimentati da elettrodotti AT ex RFI. Tali criticità saranno superate con gli interventi 320-P "Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia", 321-P Rete area Forlì/Cesena", 323-P "Rete AT area di Modena".

Inoltre, problemi di affidabilità di alimentazione si riscontrano nelle aree appenniniche (Appennino Romagnolo, Appennino Toscano e Appennino Tosco-Emiliano) poco magliate. Tali criticità saranno risolte con diversi interventi pianificati tra cui il 337-P "Rete 132 kV tra Romagna e Toscana".

In seguito alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali, la rete AT nell'area di Livorno presenta un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio. A tutto ciò si aggiunge un lieve degrado dei profili di tensione sia sui livelli AAT sia AT dovuti a una mutata distribuzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nell'arco della giornata. Tali criticità saranno superate attraverso l'intervento 308-P "Riassetto rete area Livorno".

Infine, la sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è pienamente assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati ed ampiamente al di sopra della capacità di trasporto in sicurezza dell'anello 132 kV attualmente esistente, per questi motivi è stato programmato l'intervento 319-P "Anello 132 kV Riccione – Rimini". In *Figura 57* si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Toscana ed Emilia-Romagna.

FIGURA 57 *Principali criticità di rete nell'Area Centro-Nord*



2.8.5 Area Centro Sud

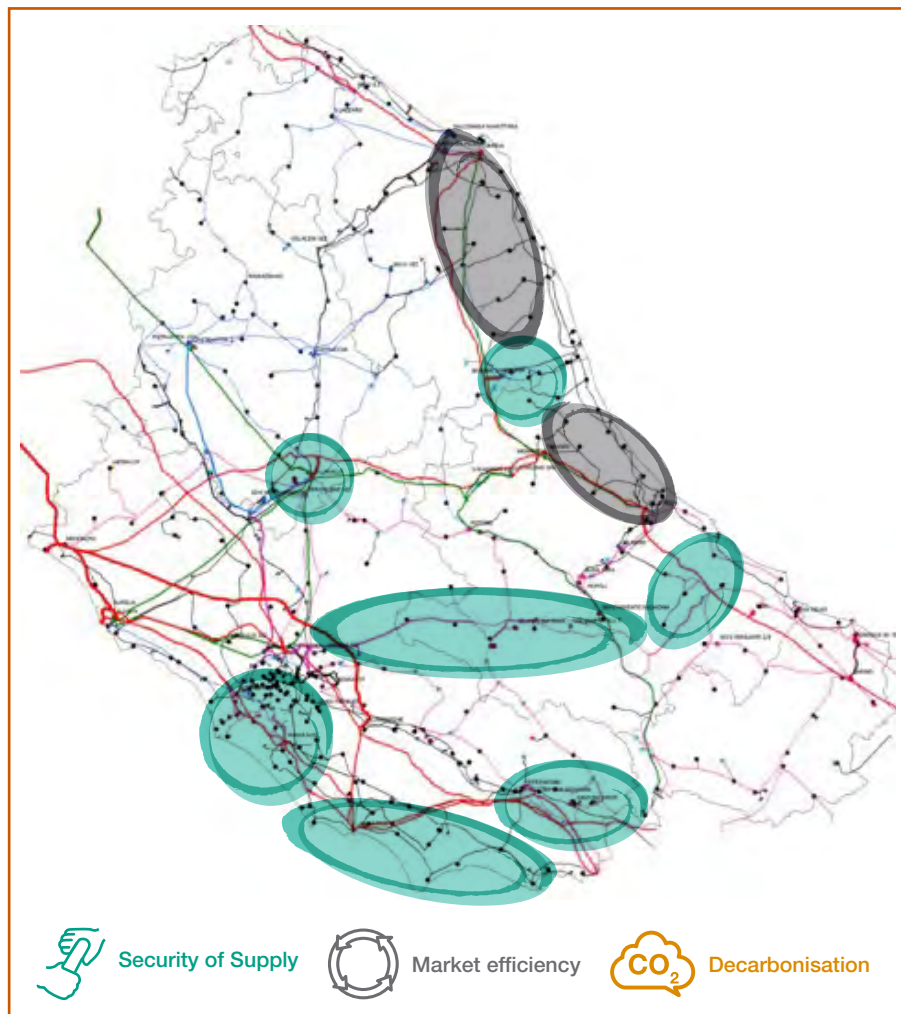
La rete AAT dell'area Centro-Sud Italia è ad oggi carente da un punto di vista strutturale soprattutto sul versante adriatico, impegnato costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud – Centro-Sud. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di ulteriore capacità produttiva più efficiente da fonte convenzionale e rinnovabile e sono destinati a crescere in previsione dell'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile. Al fine di risolvere questa problematica è stato pianificato l'intervento di sviluppo "402-P Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova".

Alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete sono presenti nell'area di carico compresa fra le stazioni AAT di Villanova, Candia, Villavalle e Pietrafitta. Nell'area dell'Italia centrale, in particolare per estese porzioni di rete AT delle regioni Umbria, Marche e Abruzzo la rete è esercita a 120 kV, non consentendo di fatto la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni limitrofe, pertanto è stato pianificato l'intervento "421-P Razionalizzazione rete AT in Umbria".

La carenza di adeguata capacità di trasporto sulla rete primaria, funzionale allo scambio di potenza con la rete di subtrasmissione per una porzione estesa di territorio, limita l'esercizio costringendo a ricorrere in alcuni casi ad assetti di rete di tipo radiale (che non garantiscono la piena affidabilità e continuità del servizio), a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. Inoltre, l'intero sistema adriatico 132 kV è alimentato da solo quattro stazioni di trasformazione (Fano, Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete in questa porzione di territorio particolarmente critica durante la stagione estiva. Per questi motivi risultano necessari gli interventi di sviluppo: "420-P Riassetto rete Teramo – Pescara, 403-P Rete AAT/AT medio Adriatico".

Un'altra porzione di rete 132 kV critica è quella che alimenta la provincia di Pescara ed in particolare i collegamenti verso la città, i quali presentano condizioni di sovraccarico rispetto ai limiti della portata che saranno risolti con l'intervento "420-P Riassetto rete Teramo – Pescara".

FIGURA 58 **Principali criticità di rete nell'Area Centro-Sud**



Nell'area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti critiche riducono in alcuni casi la qualità e la continuità del servizio, imponendo assetti di rete radiale o con magliature contenute per limitare la corrente di cortocircuito in alcuni nodi. Queste criticità saranno superate dall'intervento "404-P Riassetto rete area metropolitana di Roma".

Infine, il carico nel periodo estivo localizzato sulla fascia costiera tra Roma Sud, Latina e Garigliano, è esposto a possibili rischi di disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete AT. Pertanto, per fronteggiare tali criticità, diventa indispensabile realizzare l'intervento "418-P Riassetto rete AT Roma Sud – Latina – Garigliano" che consenti di ottenere sia una maggiore magliatura della rete, che ricondurre gli standard di esercizio ai livelli ottimali anche in prospettiva della futura evoluzione di carichi e produzioni.

In **Figura 58** si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Marche, Umbria, Abruzzo, Molise e Lazio".

2.8.6 Area Sud

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro-Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale, creando congestioni sulle reti primarie e fenomeni di instabilità dinamica in certe condizioni di funzionamento. Con l'ottica di garantire una maggiore integrazione della nuova generazione FER del Sud e rafforzare le interconnessioni dell'Italia con l'Est Europa, consolidando il ruolo dell'Italia quale hub elettrico del Mediterraneo, è previsto un nuovo modulo HVDC da 500 MW tra Italia e Grecia.

Inoltre, particolari criticità si registrano sui collegamenti 400 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee 400 kV che dalla Calabria si diramano verso nord. Il nuovo elettrodotto in Calabria Laino – Altomonte (Intervento 509-P) garantirà una nuova via scambio di energia verso nord.

Alcune porzioni di rete a 220 kV, in particolare tra la SE di Montecorvino e le CP Torre N. e S. Valentino, risultano essere sede di frequenti congestioni di rete con possibili impatti sullo scambio zonale, che sarà risolto dall'intervento 506-P "Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord - Benevento II". Relativamente all'area metropolitana di Napoli si registrano eventi di sovraccarico di alcuni elementi di rete 220 kV: il "Riassetto rete a 220 kV città di Napoli" (Intervento 514-P) ed il "Nuovo elettrodotto 220 kV Arenella- Fuorigrotta" (Intervento 534-P) hanno l'obiettivo di risolvere i sovraccarichi di rete e migliorare la qualità del servizio dell'area.

Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell'area Sud riguardano anche le trasformazioni 400/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche. I valori misurati sui nodi principali della rete riportano profili di tensione che rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete. Tuttavia, in alcune condizioni di esercizio, elevati livelli di tensione hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e la conseguente necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione reattiva in particolare nell'area campana e nell'area urbana della città di Napoli e nell'area a sud della Puglia. A tale riguardo, è prevista un'ingente installazione di nuovi Compensatori Sincroni nelle aree più soggette a tali fenomeni, previsti dal Piano Sicurezza di Terna.

Alle citate criticità si aggiungono le congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema 150 kV tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino, dovute all'elevata penetrazione della produzione eolica.

Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti. In tal senso si evidenziano criticità relativamente alle linee in ingresso alla SE S. Maria C.V., che saranno superati grazie all'intervento 530-P "Stazione 380 kV S. Maria Capua Vetere". Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice 150 kV "Fratta – S. Giuseppe 2 – Scafati – Lettere – Montecorvino", interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte. Per quanto concerne la penisola Sorrentina, si evidenzia che la vetustà della rete 60 kV che alimenta l'area non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio: il "Riassetto AT della Penisola Sorrentina" (Intervento 504-P) garantirà il superamento delle succitate criticità, consentendo pertanto di incrementare sensibilmente la resilienza della rete locale e ridurre notevolmente il rischio di disalimentazione delle utenze nell'area. Infine, sussistono criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino – Padula" e "Montecorvino – Rotonda". A tal proposito è previsto l'intervento 517-P "Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania".

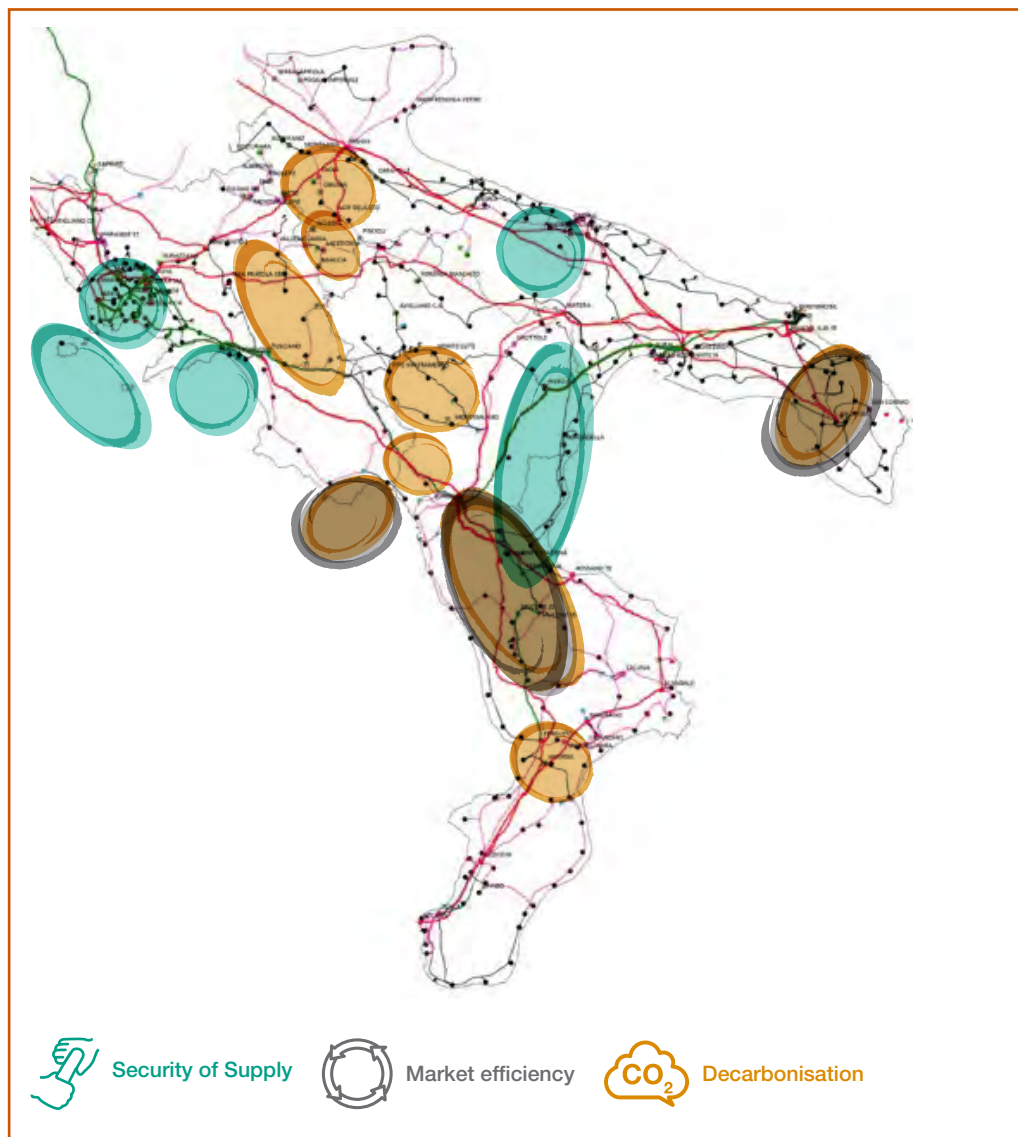
In Basilicata, le direttrici 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione 400/150 kV di Matera sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto; a tal proposito nel corso del Piano di Sviluppo 2021 è stato recuperato dallo stand-by l'elettrodotto Aliano-Montecorvino (Intervento 503-P) prevedendo una nuova SE 380/150 kV di raccolta in Basilicata.

In Puglia le criticità di esercizio interessano un'estesa porzione della rete. In tal senso, si riscontrano criticità sulle linee 150 kV afferenti alle SE 400/150 kV di Troia, Deliceto e Andria, queste ultime soggette ad eventi di sovraccarico in relazione anche alla alta concentrazione di impianti di produzione rinnovabile; a tal proposito, si prevede il potenziamento delle trasformazioni 400/150 kV in particolare a Deliceto e Galatina ed il nuovo elettrodotto 400 kV Deliceto-Bisaccia (Intervento 505-P). Nell'area di Brindisi, importanti gruppi termici risultano collegati alla rete con una sola linea 400 kV, la cui indisponibilità comporta la perdita totale della suddetta generazione, considerata strategica per il sistema elettrico nazionale.

Nella rete AT compresa tra Bari e Brindisi, le criticità sono rappresentate dalla scarsa capacità di trasporto delle linee 150 kV, che trasportano l'energia generata localmente nel Brindisino verso le aree di carico del Barese. Sono inoltre presenti, nell'area del Salento, rischi di sovraccarico delle direttrici tra le SE di Brindisi e Galatina. A tal proposito, l'opera Rimozioni limitazioni su rete AT compresa tra SE Brindisi, SE Taranto e SE Galatina (Intervento 519-P) consentirà l'immissione in rete in condizioni di maggiore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili previsti nell'area evitando sovraccarichi.

In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto rispetto alla generazione eolica installata dà luogo a rischi di sovraccarico sulla rete AT. In tal senso, risultano principalmente interessate le direttrici 150 kV del Crotonese e quelle afferenti alla SE di Feroletto, in particolare la dorsale 150 kV tra la SE di Feroletto e la CP Soverato. Nell'area è previsto l'intervento 510-P che raccorderà alla rete locale AT la stazione 380 kV di Belcastro. Numerose sono le richieste di connessione di nuovi impianti a FER in Puglia: nel corso del 2020 sono state oltre 380 le richieste di connessione di tali impianti alla RTN.

FIGURA 59 *Principali criticità di rete nell'Area Sud*



In *Figura 59* si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Puglia, Campania, Calabria e Basilicata.

2.8.7 Area Sicilia

L'alimentazione del sistema elettrico della Regione Sicilia è garantito da un parco termico in parte vetusto, concentrato principalmente nell'area Est e Sud/ Ovest dell'Isola e da numerosi impianti FER collocati principalmente nelle aree Sud Occidentale e Centro Orientale (principalmente eolici); la rete di trasmissione primaria è costituita essenzialmente da un'unica dorsale ad Est a 400 kV "Sorgente – Paternò – Chiaramonte Gulfi – Priolo – Isab E." e da un anello a 220 kV con ridotta capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale. A tal proposito, sono previsti:

- il nuovo collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna (723-P);
- i nuovi elettrodotti 400 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (602-P), Paternò - Pantano – Priolo (603-P), Assoro - Sorgente 2 – Villafranca (604-P) e Caracoli – Ciminna (627-P).

La distribuzione del parco di generazione rende il sistema siciliano estremamente squilibrato (vincolando parte degli impianti termici in esercizio) e rappresenta un ostacolo anche allo sviluppo di nuova generazione in particolare da fonte eolica.

Durante le ore di basso carico, nell'area Nord Occidentale della Sicilia, si sono registrati elevati livelli di tensione per effetto della limitata disponibilità di risorse convenzionali; per tale motivo sono stati installati dispositivi di compensazione.

Sottesa alla rete primaria si sviluppa una rete 150 kV esposta al sovraccarico in caso di fuori servizio accidentale o programmato della rete primaria stessa: eventi di fuori servizio sulla rete primaria dell'Isola, in particolare a 220 kV, determinano:

- il rischio di portare a saturazione alcune porzioni di rete AT e conseguente Mancata Produzione Eolica; rendendo necessaria la realizzazione di nuove stazioni come nel caso della SE 380/150 kV presso Vizzini (616-P);
- sovraccarichi sulle arterie AT, con conseguente rischio di disalimentazione, in particolare nelle province di Palermo, Catania, Messina, Ragusa ed Agrigento.

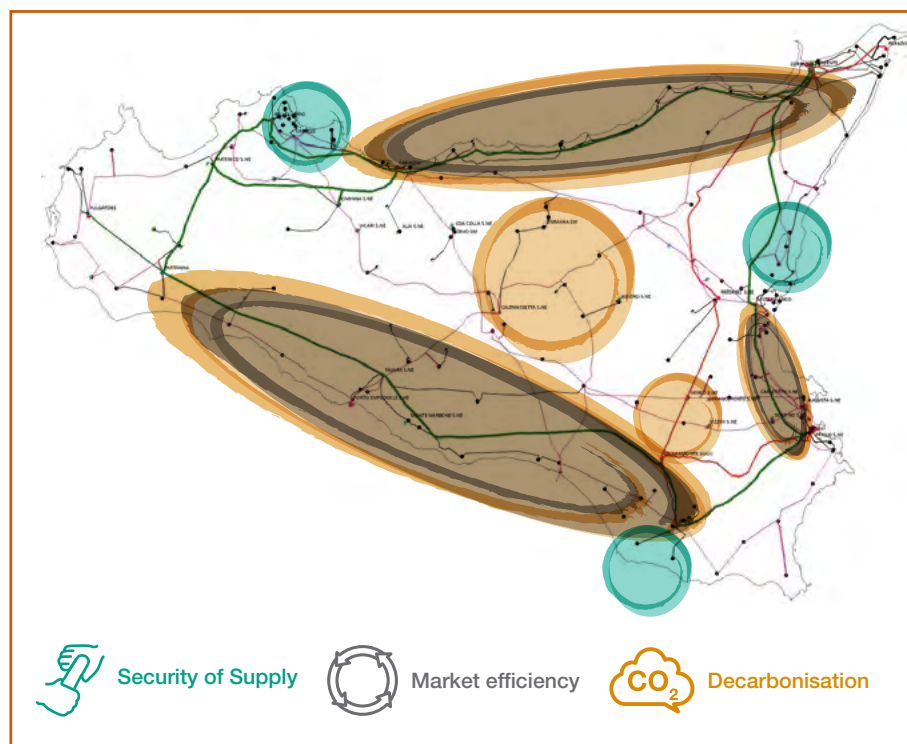
Per le suddette criticità sono stati pianificati interventi di riassetto nell'area di Palermo (608-P), Catania (611-P, 612-P) Messina (501-P), Ragusa (613-P), nonché interventi mirati ad integrare infrastrutture elettriche e ferroviarie rimuovendo contestualmente le limitazioni di rete come previsto sulla direttrice 150 kV tra Palermo e Messina (622-P, 629-N).

Si confermano i vincoli di esercizio della generazione installata nell'area di Priolo, nel caso di fuori servizio della linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Misterbianco". In assenza di vincoli di produzione, si determinerebbe il sovraccarico delle linee a 150 kV dell'area. Numerose sono le richieste di connessione di nuovi impianti a FER: nel corso del 2020 sono state oltre 220 le richieste di connessione di tali impianti alla RTN in Sicilia.

Tale criticità sarà risolta con la realizzazione dell'El. 400 kV Paternò – Pantano – Priolo e conseguente riassetto di rete 150 kV (603-P). Il completamento dell'intero progetto Tyrrhenian Link prevede la connessione delle Isole alla rete Continentale più robusta consentendo di compensare il phase-out di generazione convenzionale e vetusta nelle Isole in termini di Adeguatezza e Sicurezza, nonché contribuire all'integrazione della generazione da fonte rinnovabile attese in Sicilia e Sardegna, contribuendo inoltre nelle suddette porzioni di rete, alla potenziale risoluzione della necessità di capacità termoelettrica.

In *Figura 60* si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nella Regione Sicilia.

FIGURA 60 *Principali criticità di rete nell'Area Sicilia*



2.8.8 Area Sardegna

La Regione Sardegna è attualmente interconnessa al Continente attraverso due collegamenti in corrente continua; la regione è attraversata da un'unica dorsale a 380kV (il cui tratto più lungo misura circa 155 Km) che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiume Santo) alla zona industriale di Cagliari (dove è ubicato anche il polo produttivo di Sarlux) e consente il transito di importanti flussi di energia tra il Nord e il Sud dell'Isola.

Nella stazione 380kV di Fiume Santo (SS) viene immessa l'energia prodotta dalla medesima Centrale, che rappresenta un importante polo di produzione e regolazione di frequenza e tensione della Regione. Presso la stazione 380 kV di Codrongianos (SS) dove sono già presenti due compensatori, è prevista l'installazione di una terza macchina, quali elementi strategici per il controllo delle tensioni. Altri due, come previsto, sono stati installati nella SE di Selargius (a dicembre 2020).

Sovrapposto alla rete a 380 kV, esiste un anello, costituito da linee 230kV, che tocca il polo industriale di Portoscuso/Sulcis (CI) e la stazione di Codrongianos (SS). Il sistema elettrico sardo presenta alcune peculiarità rispetto al sistema continentale essendo caratterizzato da:

- generatori di taglia elevata, la cui perdita provoca perturbazioni rilevanti;
- impianti termoelettrici affetti da significativi tassi di guasto;
- produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo per più di 500 MW come Sarlux;
- impianti di generazione FER non programmabili.

Lo stato del parco di generazione nell'Isola e la scarsa inerzia del sistema (legata anche alla ridotta interconnessione con il sistema elettrico del Continente) espone al rischio di perturbazioni la rete sarda con una frequenza molto più elevata che nel sistema continentale. In altri termini, il sistema insulare risulta molto più sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, che inducono regimi di sovrافrequenza o sottofrequenza di entità considerevole, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema.

Attualmente il SAPEI ha reso la rete elettrica della Sardegna più stabile dal punto di vista della regolazione di frequenza in condizioni di normale esercizio. È da tenere presente che, essendo il SAPEI un doppio collegamento in corrente continua, con alta capacità di trasporto (2 cavi da 500 MW ciascuno) è possibile che si verifichino situazioni in cui l'improvvisa mancanza anche di uno solo dei due cavi generi fenomeni transitori nella rete della Sardegna molto gravosi; inoltre, considerando la necessità di garantire una potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento del collegamento, è necessario imporre dei vincoli alla produzione dell'Isola.

Al fine di superare tali limitazioni, la realizzazione di un ulteriore collegamento HVDC Continente- Sicilia- Sardegna, è necessaria per:

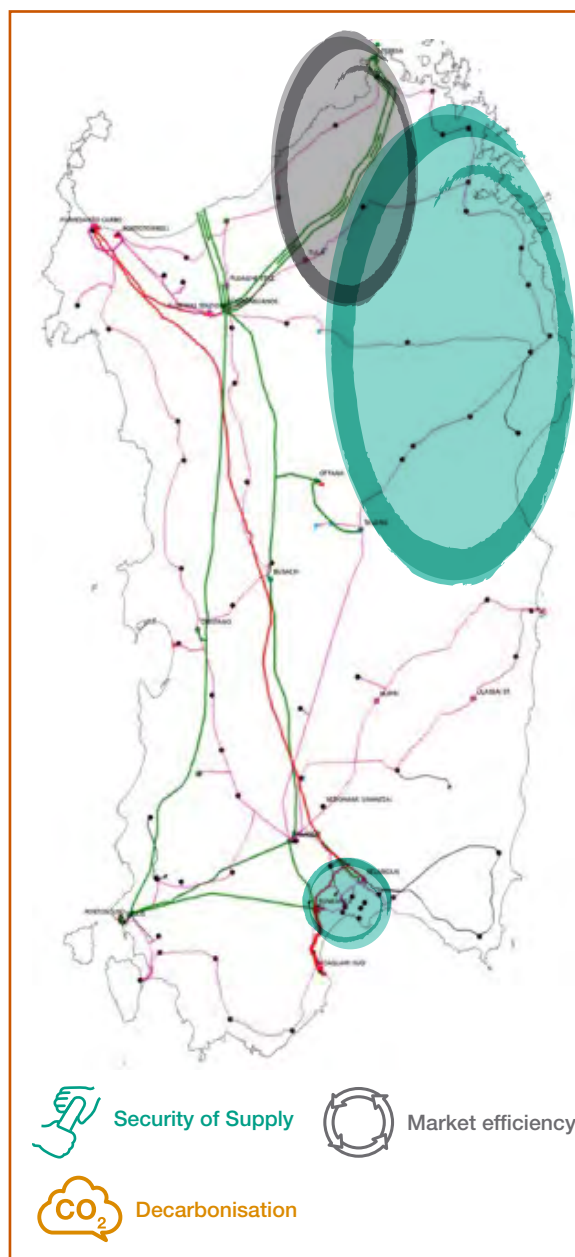
- incrementare **la sicurezza** di esercizio del sistema elettrico dell'isola collegandole direttamente con il Continente garantendo maggiore capacità di regolazione;
- **risolvere i vincoli di essenzialità** dei gruppi nelle Isole;
- assicurare un **incremento dell'interconnessione tra Sicilia, Sardegna e Continente** favorendo la piena integrazione delle Zone di Mercato con evidenti benefici in termini di efficienza;
- permettere la **piena integrazione della nuova generazione rinnovabile**;
- garantire l'**adeguatezza** dell'isola anche in previsione del phase-out del carbone.

Un ulteriore tassello di questo rafforzamento dell'interconnessione tra Sardegna e Continente è rappresentato dal rinnovo dell'attuale collegamento in corrente continua SA.CO.I. 2 che, avendo superato la propria vita utile, è soggetto a frequenti indisponibilità all'esercizio compromettendo la sicurezza del sistema elettrico sardo. Tale situazione verrà superata con la realizzazione del nuovo collegamento SA.CO.I. 3.

Infine si segnala che, la rete 150 kV, scarsamente magliata, determina problemi di trasporto nell'area Nord-Orientale (Gallura) quando si registra un sensibile incremento del carico. Sono previsti interventi risolutivi che sono "707 -P S. Teresa – Tempio – Buddusò", "710- P Potenziamento rete AT Gallura". Al fine di aumentare la magliatura della rete nell'area sud orientale sono previste attività di rimagliatura/potenziamento rete individuate negli interventi "704-P Taloro-Goni" e "708- P Selargius - Goni". Gli stessi limiti nella capacità di trasporto della rete condizionano l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR. CO). Notevoli vantaggi di esercizio si attendono dalla realizzazione della nuova dorsale 150 kV tra la nuova SE di S. Teresa ed il nodo elettrico di Taloro. Il completamento dell'intero progetto Tyrrhenian Link prevede la connessione delle Isole alla rete Continentale più robusta consentendo di compensare il phase-out di generazione convenzionale e vetusta nelle Isole in termini di Adeguatezza e Sicurezza, nonché contribuire all'integrazione della generazione da fonte rinnovabile attese in Sicilia e Sardegna, contribuendo inoltre nelle suddette porzioni di rete, alla potenziale risoluzione della necessità di capacità termoelettrica.

Numerose sono le richieste di connessione di nuovi impianti a FER (generazione eolica e solare): nel corso del 2020 oltre 120 sono le richieste di connessione di tali impianti alla RTN sarda. In *Figura 61* si evidenziano le principali criticità della rete elettrica della Sardegna.

FIGURA 61 *Principali criticità di rete nell'Area Sardegna*



Il mercato elettrico

2.9

Terna, oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti, ha il compito di garantire l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, lavorando per risolvere i problemi legati alla presenza di congestioni di rete.

Sussiste pertanto l'esigenza di tener conto dei segnali provenienti dal mercato elettrico, inserendo l'analisi delle dinamiche del mercato nel processo di pianificazione della RTN.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento delle congestioni tra zone di mercato e delle congestioni intrazonali, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia e degli oneri di sistema per il cliente finale.

2.9.1 Il funzionamento del mercato elettrico in Italia

Il mercato elettrico italiano, nato successivamente alla riforma strutturale del settore elettrico per effetto del D.Lgs. n. 79/99, opera con l'obiettivo di promuovere la competizione nella produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e di promuovere altresì la trasparenza nelle attività di dispacciamento.

Il mercato elettrico, che viene attuato mediante la Borsa Elettrica, è il luogo virtuale dove avviene la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso tra gli operatori in vendita e in acquisto che vi partecipano: la partecipazione alla Borsa Elettrica non è obbligatoria e gli operatori possono parteciparvi in maniera volontaria oppure effettuare contratti di compravendita al di fuori della Borsa stessa. Alcuni impianti (impianti programmabili di taglia maggiore di 10MVA), tuttavia, devono partecipare in forma obbligatoria al mercato dei servizi ancillari e al mercato di bilanciamento.

Il mercato elettrico in Italia, inoltre, non è un mercato puramente finanziario, e quindi finalizzato alla sola determinazione dei prezzi dell'energia elettrica, ma è un mercato fisico, dove vengono definiti i programmi di immissione e di prelievo delle unità di produzione e di consumo che prendono parte alla Borsa.

Il mercato elettrico, organizzato e gestito dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), si articola nel Mercato Elettrico a Pronti e nella Contrattazione a Termine.

Nel dettaglio, il Mercato Elettrico a Pronti, di interesse maggiore per Terna, è articolato in tre sotto-mercati:

- **Il Mercato del Giorno Prima (MGP)** dove avviene la compravendita di energia elettrica all'ingrosso per il giorno successivo.
- **Il Mercato Infragiornaliero (MI)** dove produttori e consumatori possono modificare i programmi di produzione/consumo in esito al mercato del giorno prima.
- **Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**, articolato a sua volta in una fase di programmazione (MSD ex-ante) e una di gestione in tempo reale (MB), sul quale Terna si approvvigiona i servizi necessari alla gestione in sicurezza della rete elettrica e per garantire l'affidabilità e la qualità del servizio.

Il mercato elettrico a Pronti è allo stato attuale un mercato energy-only, in quanto remunera l'energia effettivamente prodotta, e si contraddistingue dalla tipologia di mercato definito della capacità, in cui viene remunerata anche la disponibilità di capacità produttiva dell'energia (recentemente introdotto in Italia per fornire indicazioni di prezzo sul lungo termine).

Il mercato elettrico deve operare in un sistema caratterizzato da vincoli di funzionamento stringenti come:

- il **bilanciamento** istantaneo e costante tra l'energia immessa in rete e prelevata dalla rete;
- il **non superamento dei limiti massimi dei flussi di energia** sugli elementi fisici della rete (elettrodotti);
- il **mantenimento dei valori di frequenza e tensione** all'interno di un range di sicurezza per la tutela degli impianti e degli elementi di rete, nonché per garantire opportuni livelli di qualità del servizio.

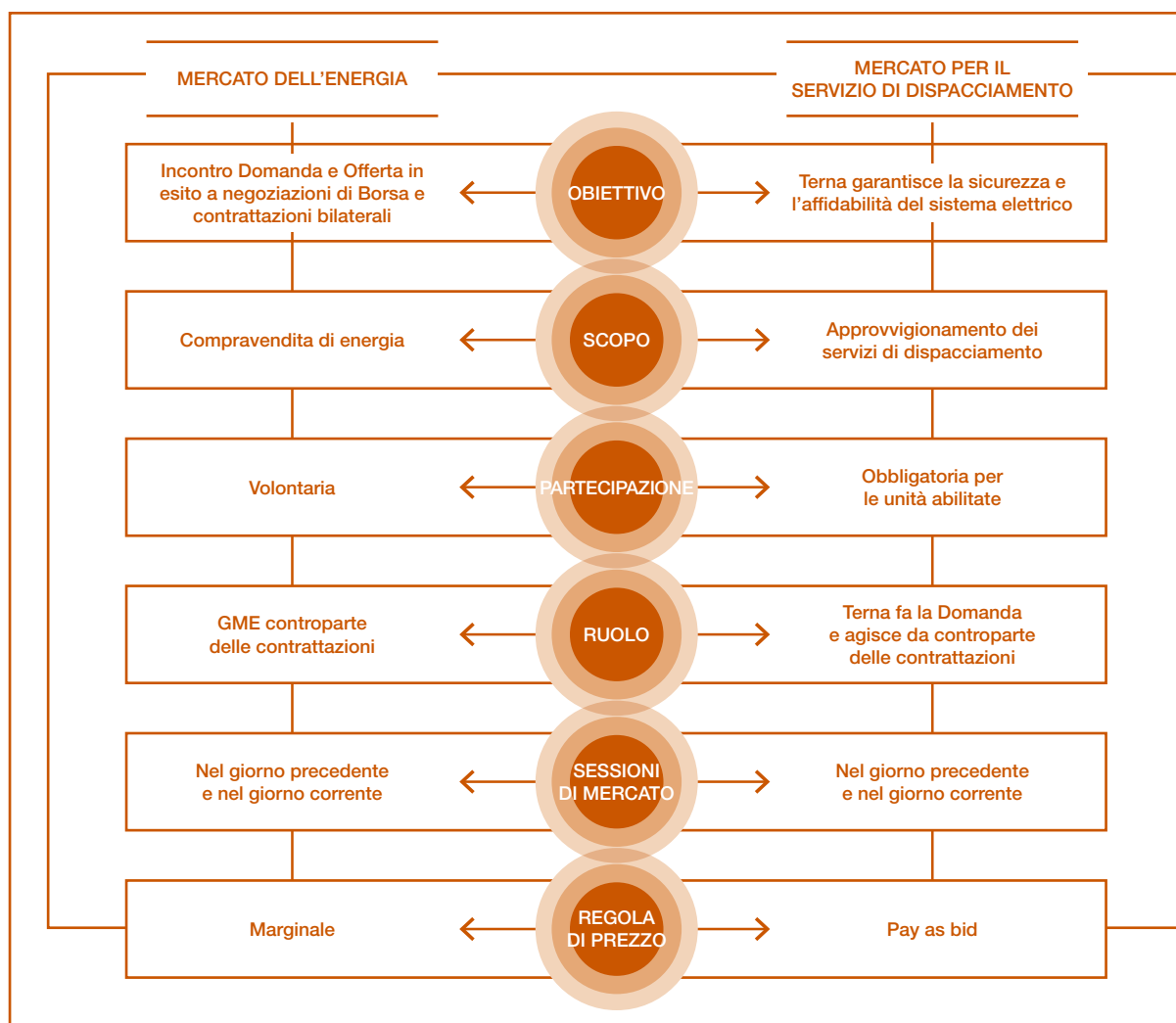
Tali vincoli vengono riflessi solo in modo molto semplificato nell'ambito dei mercati dell'energia (MGP e MI), tramite l'adozione di un approccio di tipo zonale che comporta, rispetto ad un approccio a singola zona di mercato, una serie di benefici per il sistema, tra cui:

- immissioni e prelievi di energia compatibili con la capacità di trasmissione della rete che tengono conto dei principali vincoli ("congestioni strutturali");
- segnali di prezzo con cui indirizzare efficientemente la localizzazione degli impianti;
- misura del valore economico della capacità di trasmissione tra le zone.

Successivamente, nell'ambito del Mercato per il Servizio di Dispacciamento, Terna adotta un approccio di tipo "nodale", dove la rete di trasmissione viene rappresentata in modo dettagliato al fine di garantire il rispetto di tutti i criteri di sicurezza suddetti.

Nella **Figura 62** sono riportate le principali caratteristiche che distinguono i mercati dell'energia dal mercato per il servizio di dispacciamento.

FIGURA 62 *Principali differenze tra Mercato dell'Energia e Mercato per il Servizio di Dispacciamento*

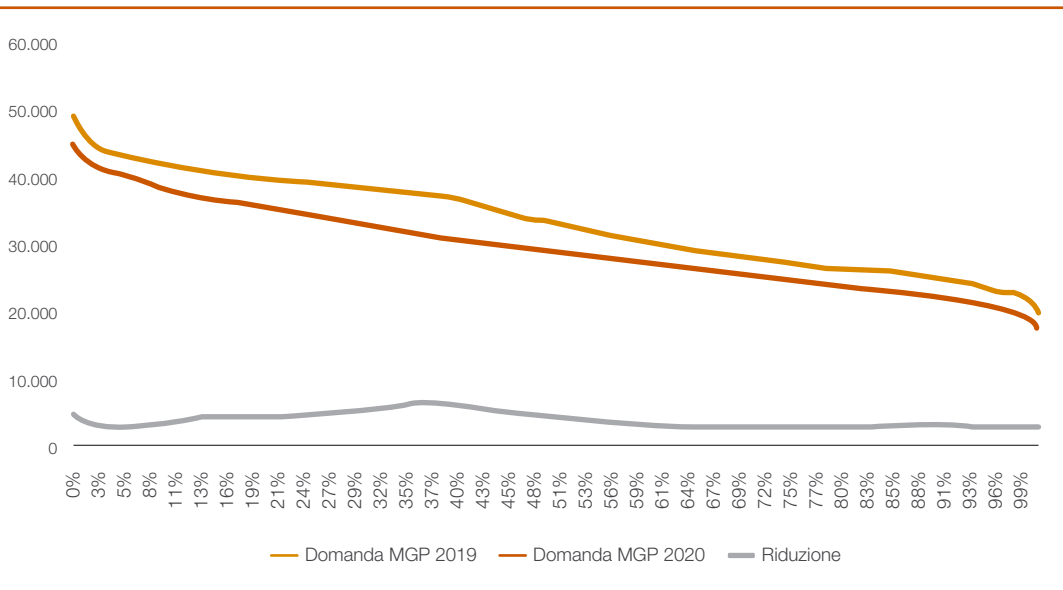


2.9.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel 2020 le condizioni di basso fabbisogno sono state immediatamente recepite sui Mercati dell'Energia che hanno fatto registrare una **riduzione della Domanda MGP**, comportando un'inevitabile **contrazione del prezzo di equilibrio** e riducendo sensibilmente il Controvalore di Borsa.

Nella **Figura 63** è possibile evidenziare l'entità di tale riduzione confrontando la curva di durata della Domanda di energia richiesta sul MGP nel periodo marzo-giugno durante l'anno in corso con l'omologo periodo dell'anno precedente.

FIGURA 63 *Curva di durata Domanda MGP Marzo-Giugno (MWh)*



Le restrizioni imposte però non si sono riflesse unicamente sulla contrazione della richiesta di acquisto dell'energia ma anche su una differente variabilità della Domanda ed una differente ripartizione tra le punte di carico. Nella figura seguente è infatti possibile evidenziare come mediamente si sia registrata una maggiore differenza di richiesta di energia tra punta serale e punta diurna rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-2,2 GWh nel 2020 vs -1,0 GWh nel 2019) e una minore prevedibilità della richiesta di acquisto in momenti di basso fabbisogno di energia.

FIGURA 64 *Curva media Domanda MGP Marzo-Giugno (MWh)*

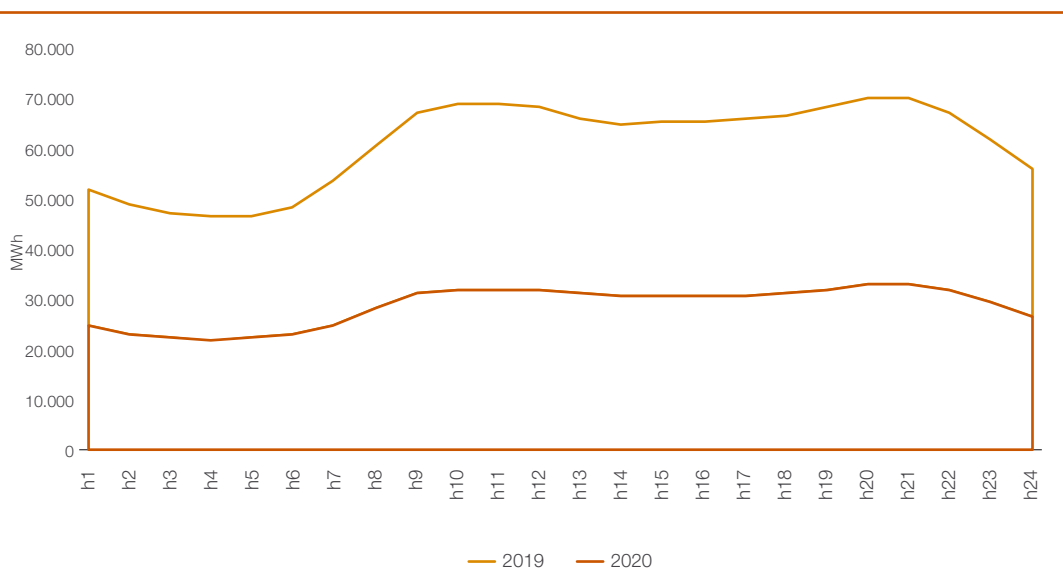
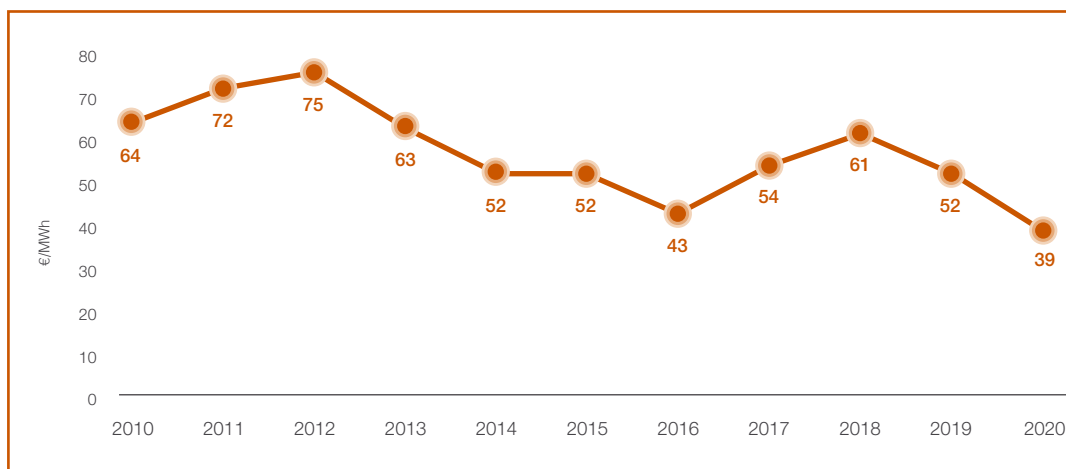
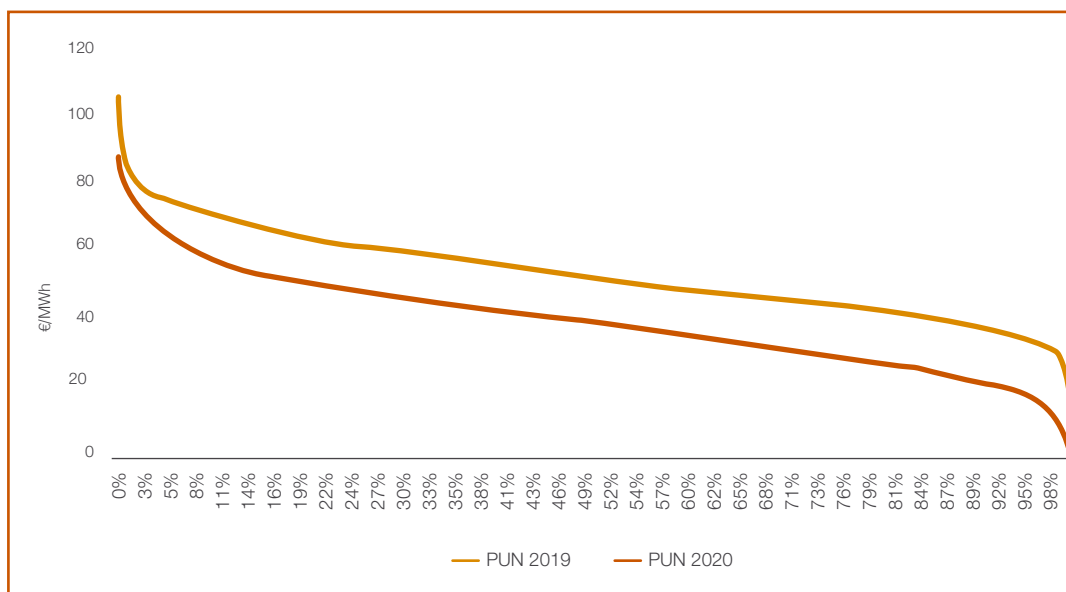


FIGURA 65 *Andamento del Prezzo Unico Nazionale*

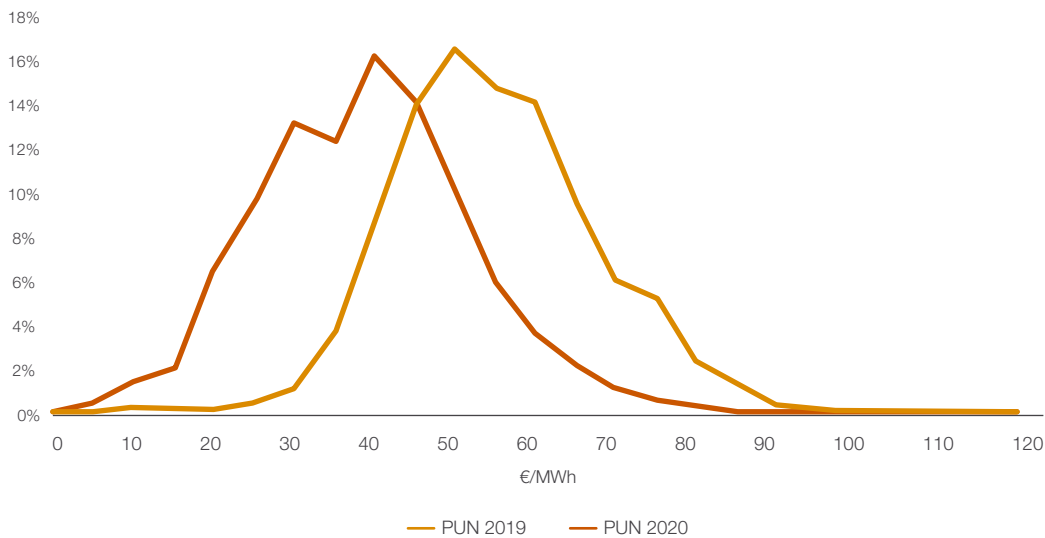
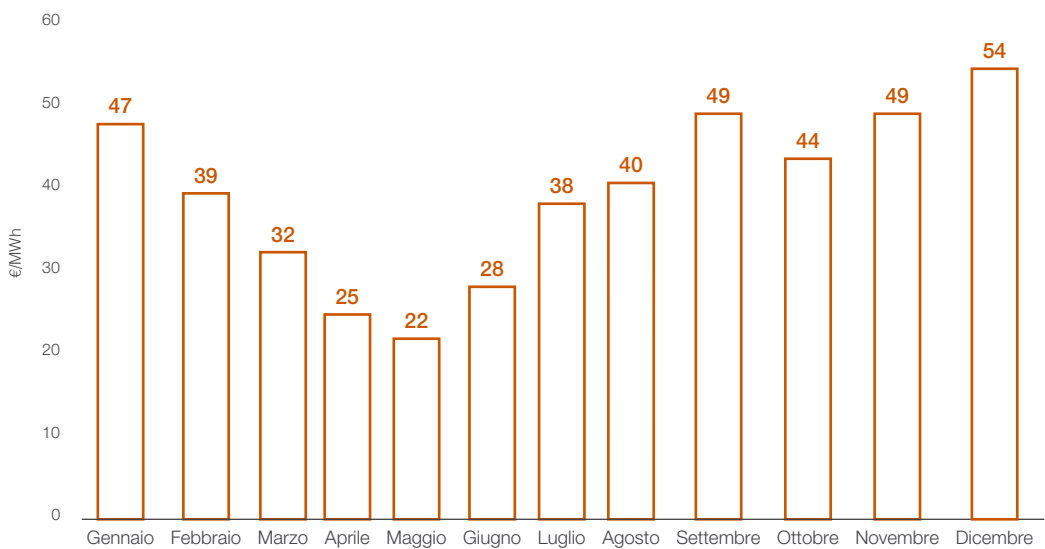


Il valore di PUN medio registrato nell'anno 2020, pari a **39 €/MWh**, rappresenta il valore minore mai registrato dal 2004, anno di apertura del Mercato elettrico in Italia e in forte riduzione rispetto al 2019 (-26%); nelle *Figure 65 e 66* si nota chiaramente la riduzione di PUN rispetto all'anno precedente e la riduzione della media annua.

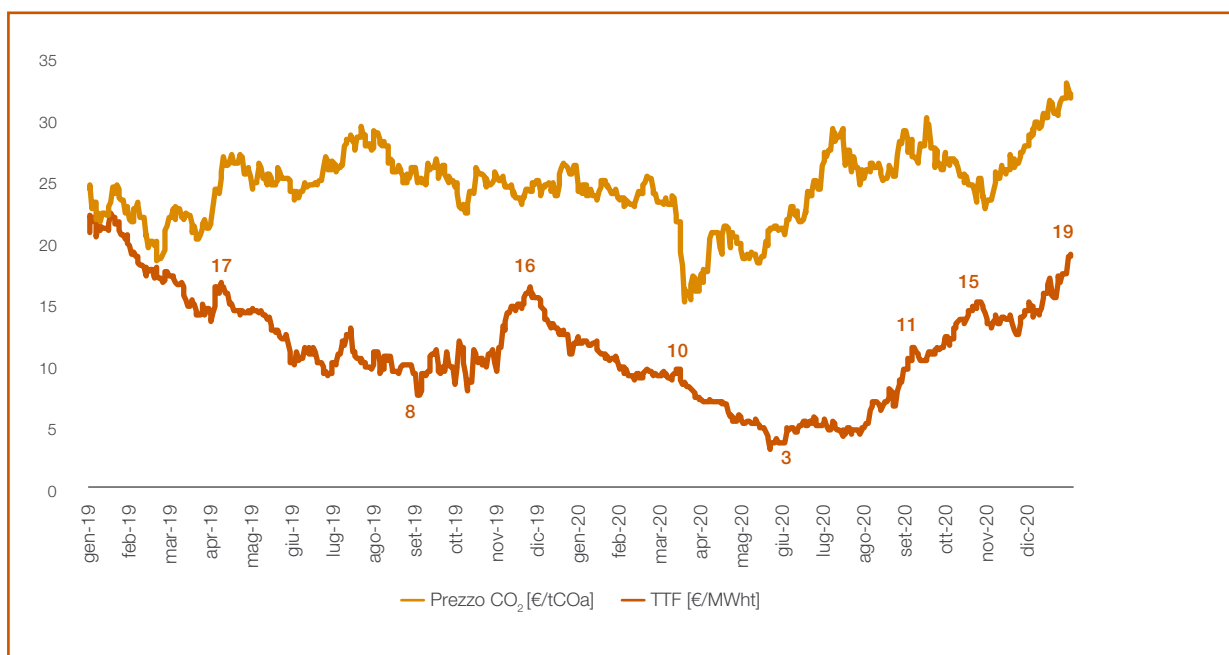
FIGURA 66 *Curva di durata del PUN*



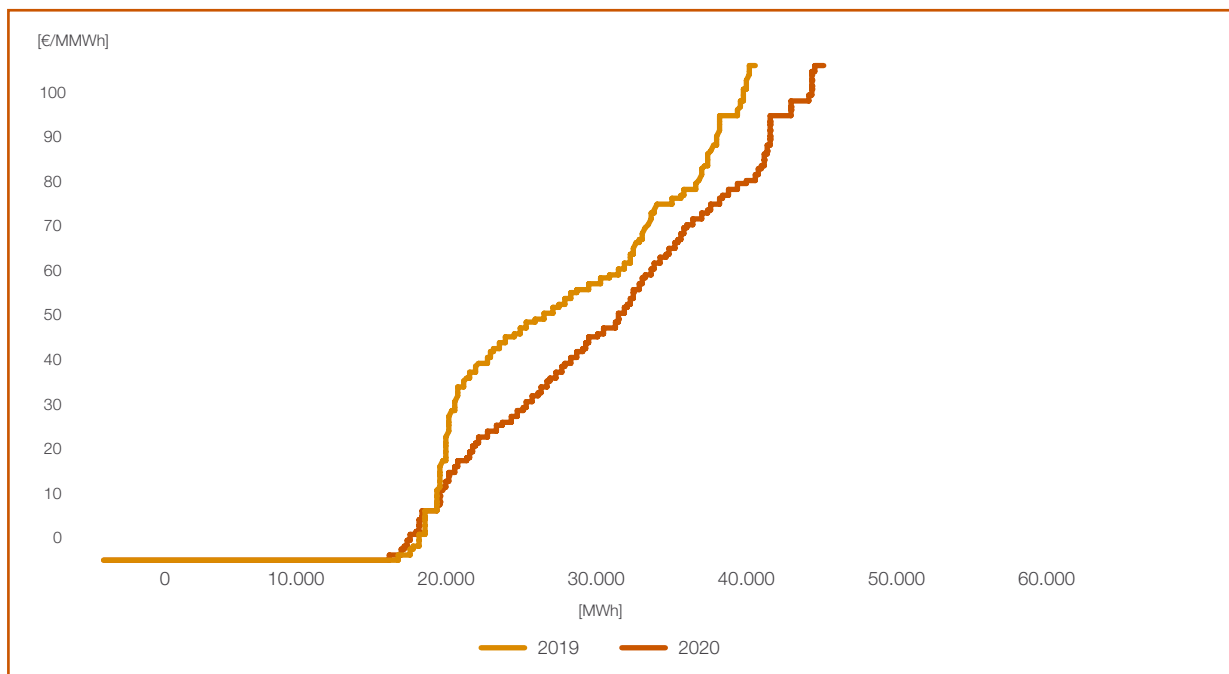
L'andamento mensile del PUN registrato nel 2020 riflette poi la situazione di emergenza pandemica che l'Italia ha vissuto (*Figura 67*): sono evidenti il progressivo decremento del titolo a partire da marzo fino ad arrivare al valore minimo (registrato nel mese di maggio e pari a 22 €/MWh) e la ripresa a partire dal mese di giugno grazie al rientro progressivo dell'emergenza e all'aumento della domanda elettrica.

FIGURA 67 *Media annua PUN*FIGURA 68 *Andamento del PUN 2020*

Le condizioni di riduzione della Domanda, e di conseguenza del punto di equilibrio orario del Mercato, hanno comportato una modifica del commitment del parco di produzione, in quanto specialmente nei mesi di marzo e aprile, la quasi totalità della contrazione della Domanda MGP è stata assorbita dalla riduzione del commitment del Combinato e del Carbone. Inoltre, altra conseguenza della crisi per l'emergenza sanitaria è stata la forte riduzione dei prezzi delle commodities legate al settore termoelettrico (Figura 69): il prezzo del gas ha registrato per l'anno 2020 una riduzione media mensile del 27% rispetto ai valori del 2019, riduzione concentrata nel periodo tra aprile e giugno con una riduzione media del 58% rispetto all'anno precedente.

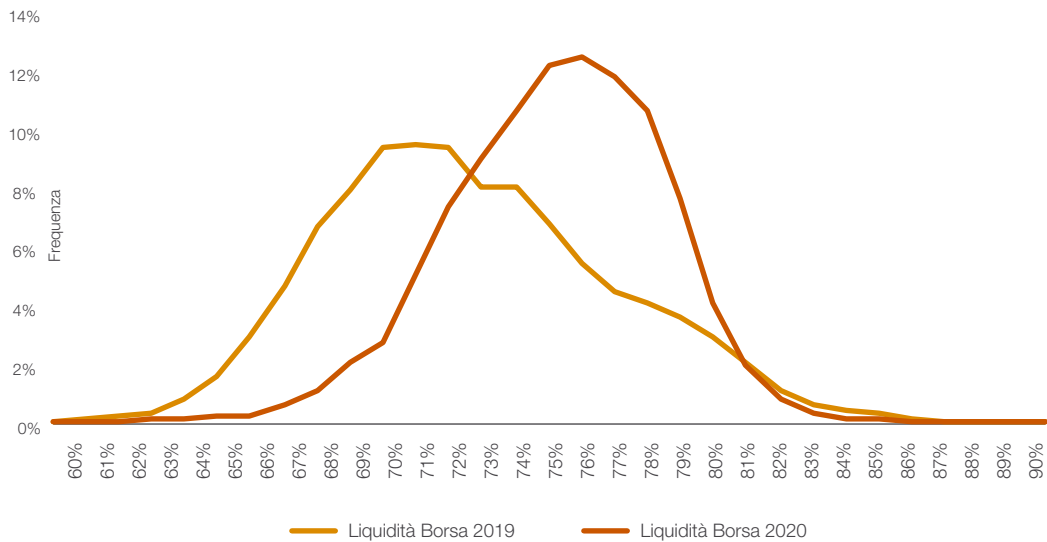
FIGURA 69 *Prezzi delle commodities*

Tale riduzione ha contribuito a sensibili modifiche delle curve di offerta del MGP, con una variazione marcata del gradiente di offerta per la riduzione del costo variabile di produzione (Figura 70).

FIGURA 70 *Curve di offerta del MGP*

La Liquidità di Borsa nel 2020 in *Figura 71* registra una riduzione della volatilità, fenomeno che indica un utilizzo omogeneo dei contratti bilaterali nelle diverse ore e nei diversi giorni del periodo oggetto di analisi: inoltre, la curva del 2020 risulta traslata verso destra in quanto la liquidità presenta una frequenza maggiore per valori più elevati rispetto al 2019.

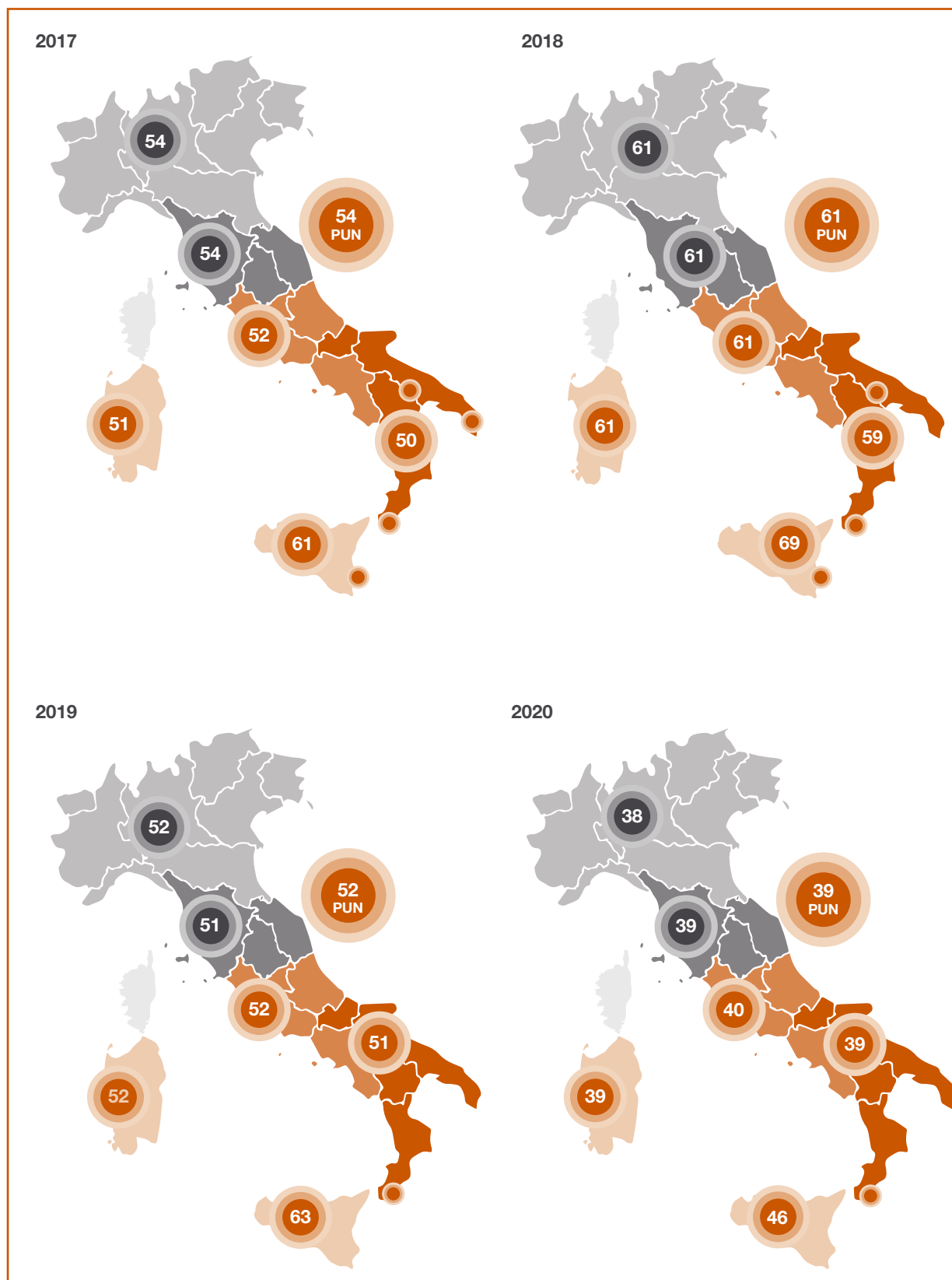
FIGURA 71 *Liquidità borsa*



I prezzi zionali registrati nel 2020, come naturale conseguenza della drastica riduzione del PUN, risultano nettamente inferiori rispetto al 2019 (la riduzione sui valori medi è pari a 13 €/MWh): la zona che presenta uno scostamento maggiore è la Sicilia che registra una riduzione di 17 €/MWh rispetto al valore dell'anno precedente.

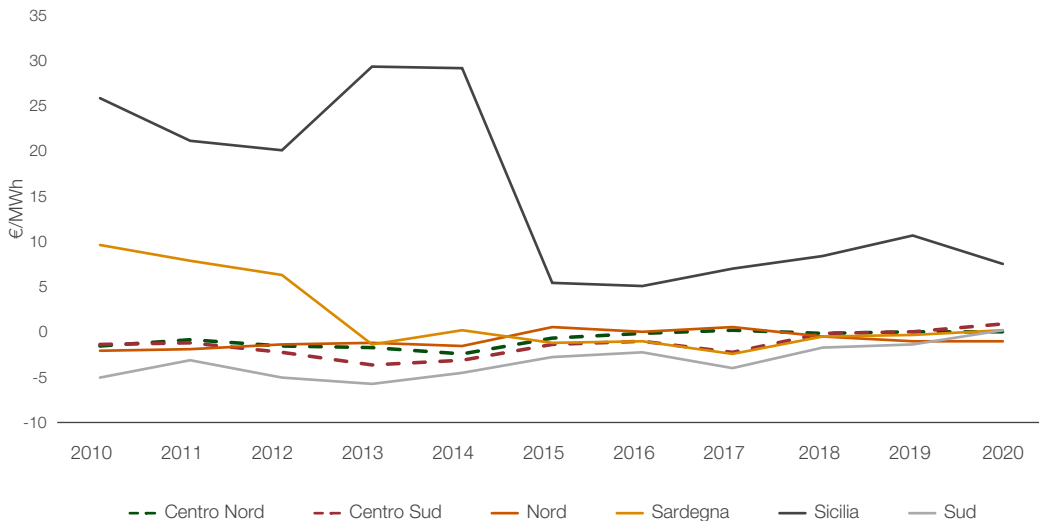


FIGURA 72 *Esiti del Mercato del Giorno Prima*



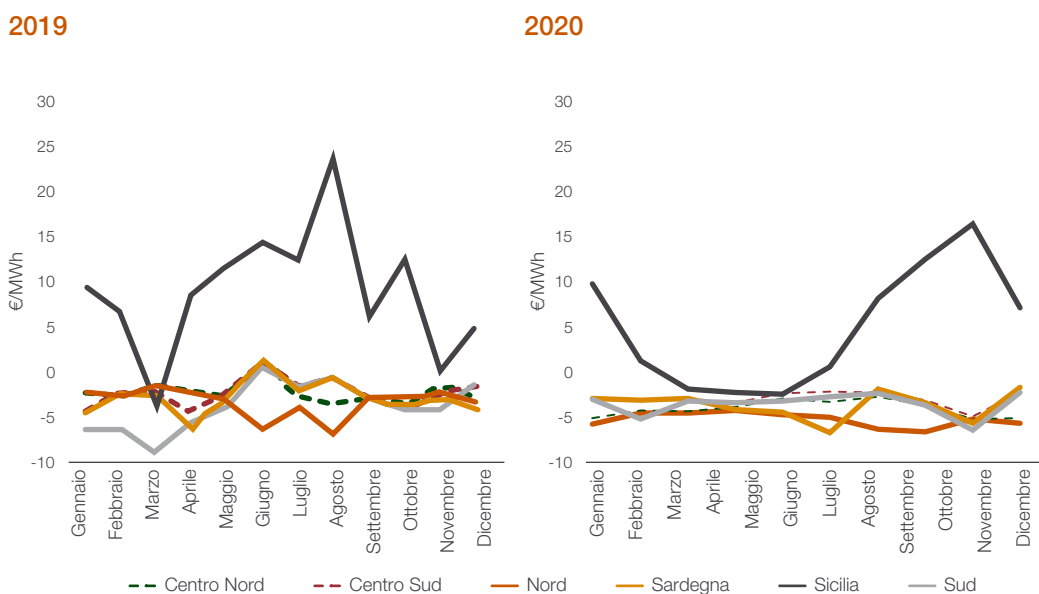
Inoltre, il differenziale 2020 dei prezzi zonal rispetto al PUN (Figura 73) mostra un valore complessivamente in riduzione nelle varie zone di mercato, in particolare per la Sicilia che registra un differenziale medio annuo che passa da un valore di 10,4 €/MWh a 7,3 €/MWh.

FIGURA 73 Differenziali di prezzo rispetto al PUN



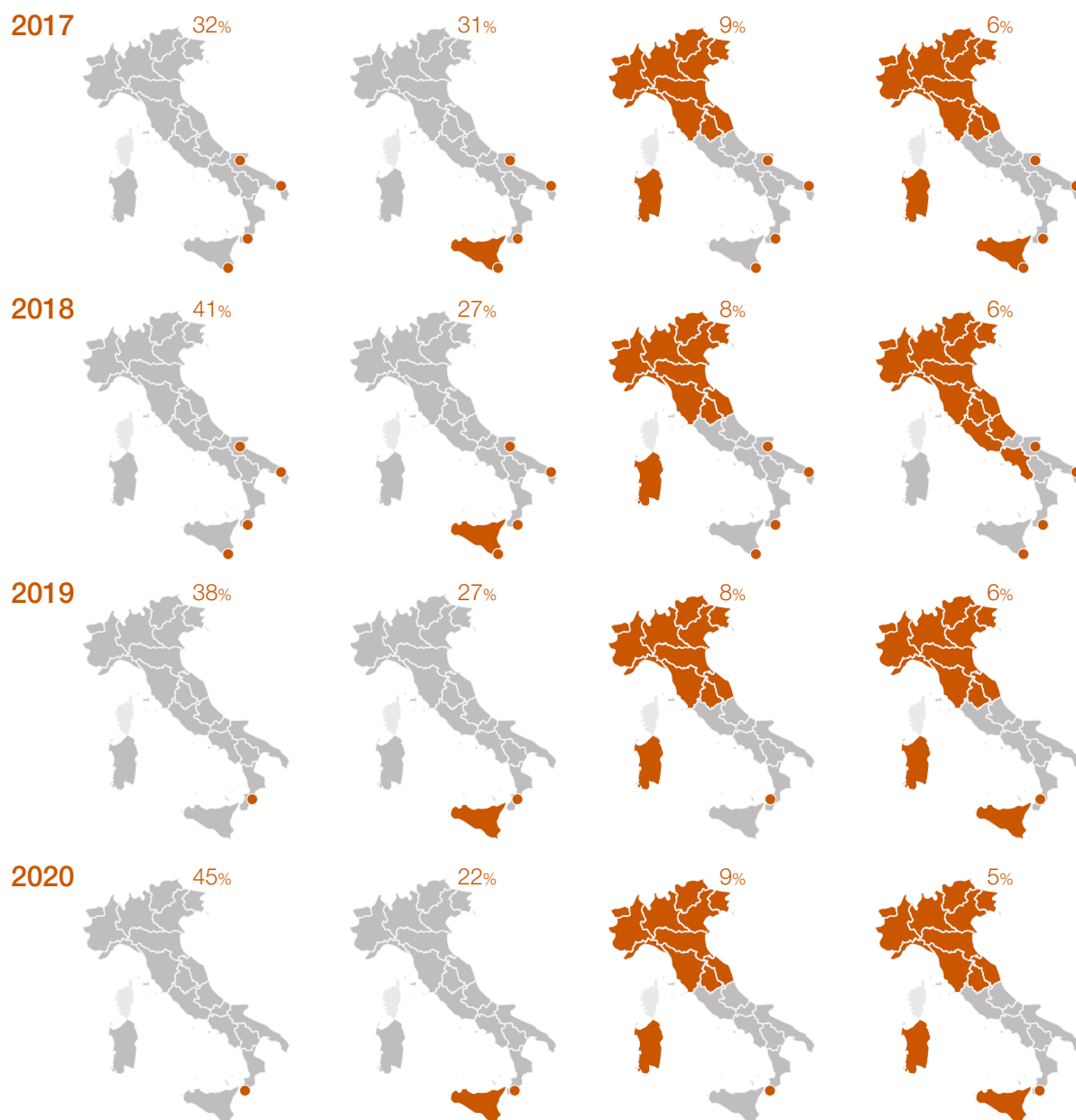
Osservando poi l'andamento del 2020 (Figura 74), i differenziali mensili dei prezzi zonal presentano un andamento che riflette quello appena esposto del Prezzo Unico Nazionale nei mesi più critici per l'emergenza sanitaria, in quanto è evidente la contrazione delle curve nel periodo da marzo a maggio, e la progressiva ripresa a partire dai mesi successivi: in tali mesi, come già detto, il PUN ha raggiunto valori ai minimi storici con ridotte separazioni zonal e di conseguenza con differenziali ridotti e prossimi allo zero. Interessante è l'andamento del differenziale del prezzo siciliano, che nei mesi dell'emergenza raggiunge un minimo di 1 €/MWh per poi aumentare progressivamente nei mesi successivi fino a raggiungere un picco nel mese di settembre (17 €/MWh) per l'indisponibilità per lavori sull'interconnessione con il Continente.

FIGURA 74 Differenziale di prezzo rispetto al PUN (anni 2019 e 2020)



La **Figura 75** mostra le principali configurazioni zionali in esito ai Mercati dell'Energia: anche nel 2020 si confermano le configurazioni più frequenti registrate negli ultimi anni, in particolare quella a Sbarra Unica nel 45% delle ore, seguita da Sud-Sicilia nel 22%, Centro Nord-Centro Sud e Centro Nord-Sardegna nel 9% e infine Centro Nord-Centro Sud e Sud-Sicilia nel 5%. Le prime due configurazioni presentano gli scostamenti più rilevanti rispetto all'anno precedente, in quanto la Sbarra unica passa dal 38% al 45%, mentre la configurazione Sud-Sicilia che scende a un valore del 22% (27% nel 2019). Nella tabella in **Figura 75** è presente un maggior dettaglio in merito a tutte le principali configurazioni zionali del 2020.

FIGURA 75 Configurazioni zionali 2020

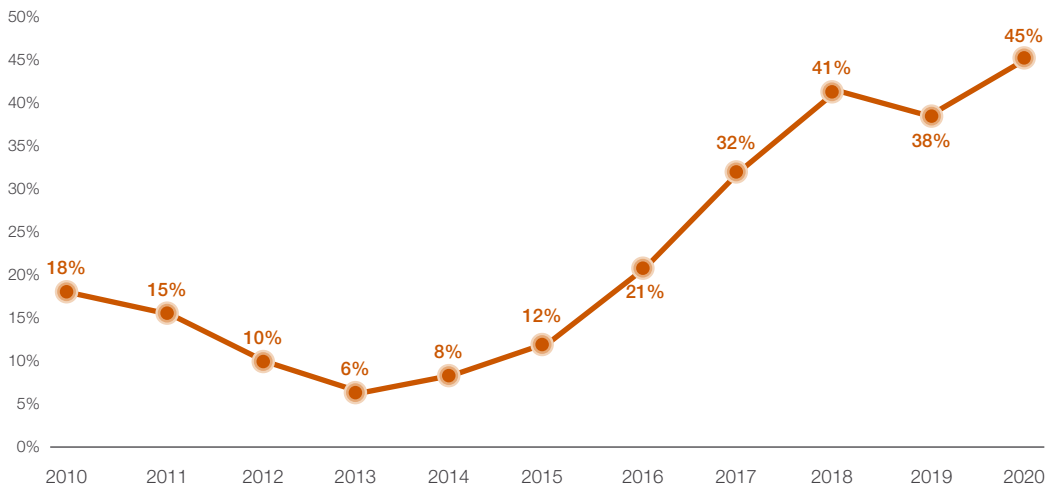


Configurazioni zionali 2020

Sbarra unica	3.939	45%
Sud-Sicilia	1.970	22%
CentroNord-CentroSud	763	9%
CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna	430	5%
Nord-CentroNord	356	4%
CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna Sud-Sicilia	336	4%
CentroSud-Sud	287	3%
CentroSud-Sardegna CentroNord-Sardegna	153	2%
CentroNord-CentroSud CentroSud-Sardegna	102	1%
CentroSud-Sud Sud-Sicilia	84	1%
Nord-CentroNord CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna	66	1%
Nord-CentroNord CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna Sud-Sicilia	64	1%

L'andamento della frequenza della configurazione a Sbarra unica (Figura 76) registrato nel 2020, pari al 45% risulta in aumento rispetto al valore del 2019 (38%) e a quello del 2018 (41%). È opportuno ricordare che l'andamento crescente e la conferma di valori attorno al 40% di questa configurazione è un fenomeno positivo, in quanto è il segnale di un miglioramento continuo nella gestione del mercato e di un maggior rispetto dei vincoli di rete, e di conseguenza, di minori congestioni e oneri per il sistema.

FIGURA 76 *Frequenza di configurazione a Sbarra Unica in % di ore nell'anno*



Per concludere l'analisi dei dati relativi al Mercato del Giorno Prima, verranno analizzate le Rendite da congestione registrate nel 2020.

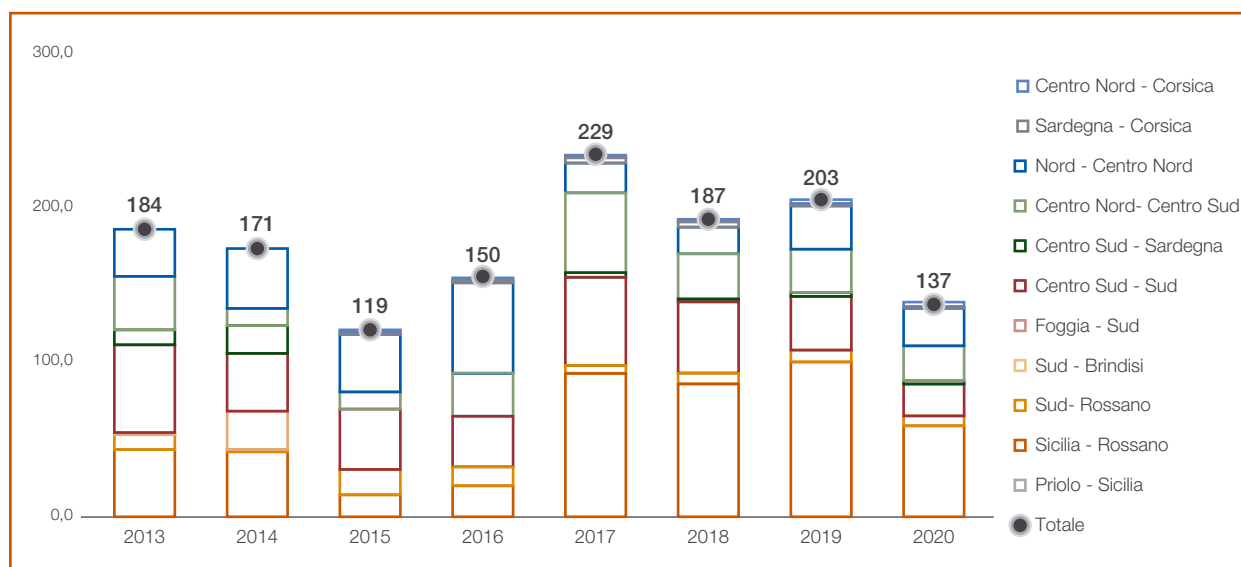
Si ricorda che le rendite sono determinate dal cosiddetto meccanismo del market splitting, che genera le separazioni zionali appena viste, il quale comporta che per le quantità accettate in vendita, ogni operatore versa/riceve (in modo implicito se la vendita di energia avviene direttamente nel MGP) un corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto tra le zone pari, per ciascuna ora, al prodotto tra:

- la differenza tra il PUN e il prezzo zonale della Zona in cui sono collocati i punti di dispacciamento;
- il relativo programma a valle del MGP.

Per il GME, tale corrispettivo è pari, in ciascuna ora, sia su MGP che su MI, alla differenza tra il valore di acquisto e di vendita delle quantità di borsa complessivamente accettate. Tale corrispettivo è denominato "Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della Capacità di Trasporto", spesso noto anche con il termine "rendite da congestione".

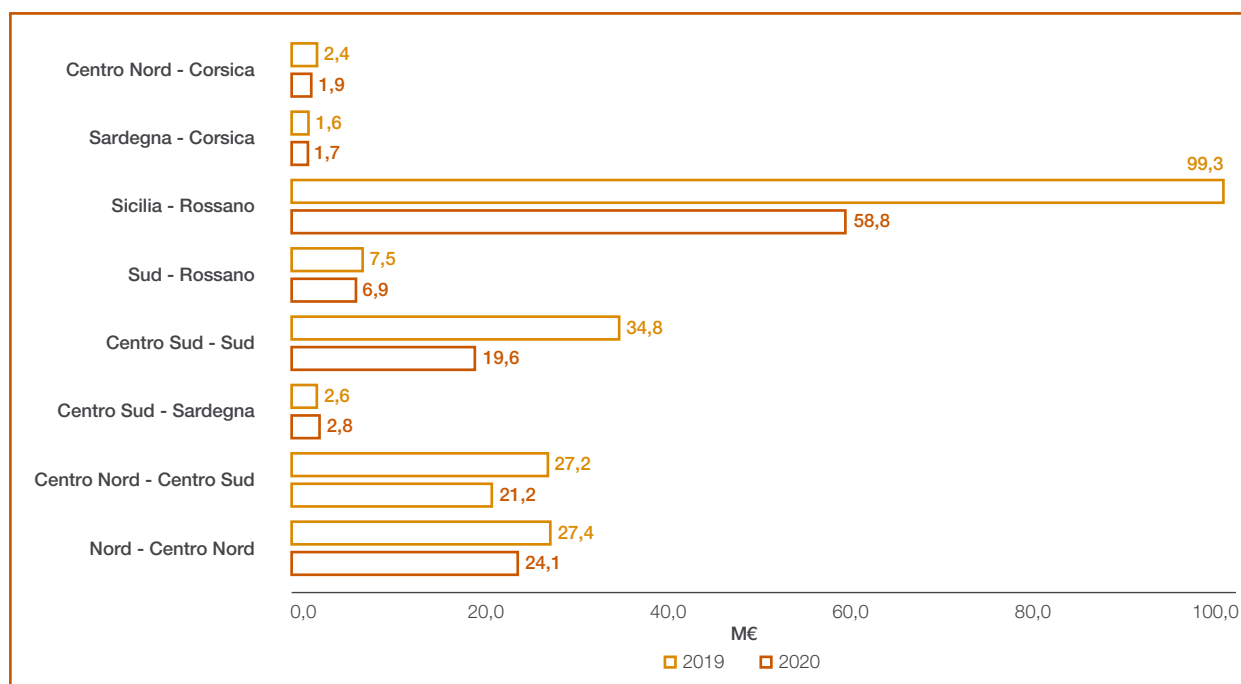
In **Figura 77** sono riportati i valori delle rendite da congestione a partire dall'anno 2013: i valori delle rendite registrate nel 2020 presentano un valore in forte riduzione (-33%) rispetto al valore dell'anno 2019, riduzione dovuta al minor numero delle separazioni zionali che ha caratterizzato i mesi dell'emergenza sanitaria, per i motivi più volte esposti. Nel 2020, tuttavia, nonostante i valori quasi dimezzati rispetto all'anno precedente, viene confermato l'andamento qualitativo degli anni precedenti, in quanto la sezione Sicilia-Rossano rimane quella che determina il maggior numero di congestioni di rete, e dunque di rendite, con un valore di rendite pari a 59 M€ (43% delle rendite totali).

FIGURA 77 Rendite da Congestione



In **Figura 78** si riporta un dettaglio di confronto delle rendite suddivise per sezione di mercato per gli ultimi due anni: quasi tutte le sezioni hanno registrato un marcata riduzione delle rendite da congestione, in particolare le sezioni Sicilia-Rossano, Sud-Rossano e Centro Sud-Sud che registrano un dimezzamento del valore delle rendite.

FIGURA 78 Rendite da Congestione per sezione (Anni 2019 e 2020)

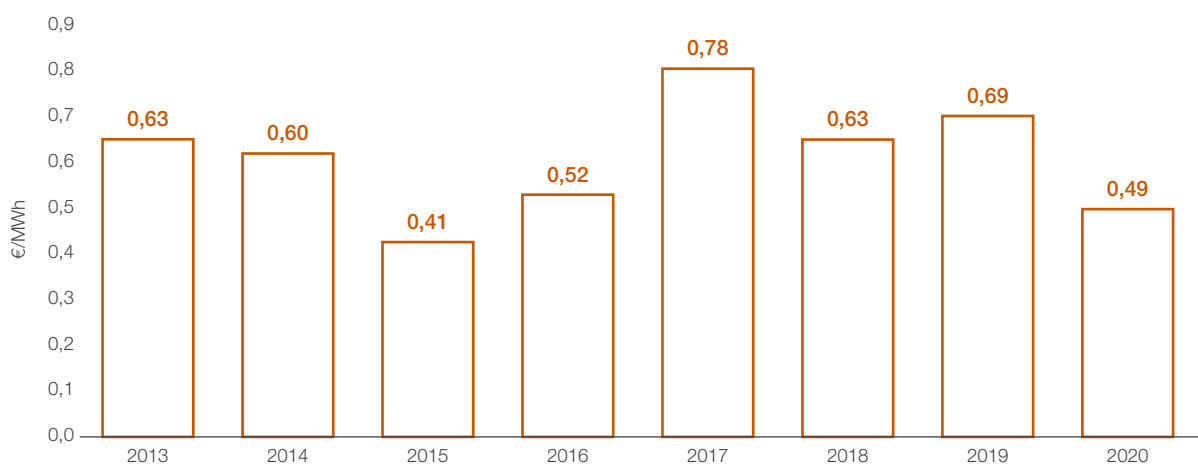


Altro elemento utile per analizzare l'eventuale squilibrio nell'allocazione delle risorse tra le zone di mercato e/o di inefficienza strutturale della rete è costituito dal numero di ore in cui si è verificata la saturazione del margine di scambio tra le zone di mercato in esito al MGP: nel 2020 si verifica un aumento delle ore di separazione per la sezione Centro Nord-Centro Sud, mentre risultano in riduzione quelle relative alla sezione Sicilia-Rossano.

FIGURA 79 *Dettaglio separazioni zionali - Anno 2020*

INTERCONNESSIONE	ORE DI SEPARAZIONE	FREQUENZA DI SEPARAZIONE	RENDITE [M€]
Nord > Centro Nord	956	11%	24
Centro Nord > Nord	47	1%	0
Centro Nord > Centro Sud	1.213	14%	17
Centro Sud > Centro Nord	238	3%	4
Centro Sud > Sardegna	44	1%	0
Sardegna > Centro Sud	392	4%	2
Centro Nord > Sardegna	1.131	13%	2
Sardegna > Centro Nord	492	6%	2
Centro Sud > Sud	0	0%	0
Sud > Centro Sud	516	6%	20
Rossano > Sicilia	2.866	33%	59
Sicilia > Rossano	19	0%	0
Rossano > Sud	506	6%	7
Sud > Rossano	0	0%	0

In *Figura 80* è rappresentata invece l'incidenza delle rendite da congestione sul valore medio annuo del PUN: nel 2020 tale incidenza risulta pari a 0,49€/MWh, in forte riduzione di -0,20€/MWh (-29%) rispetto al valore del 2019, dovuta principalmente alla riduzione delle rendite.

FIGURA 80 *Incidenza rendite sul PUN*

2.9.3 Estero

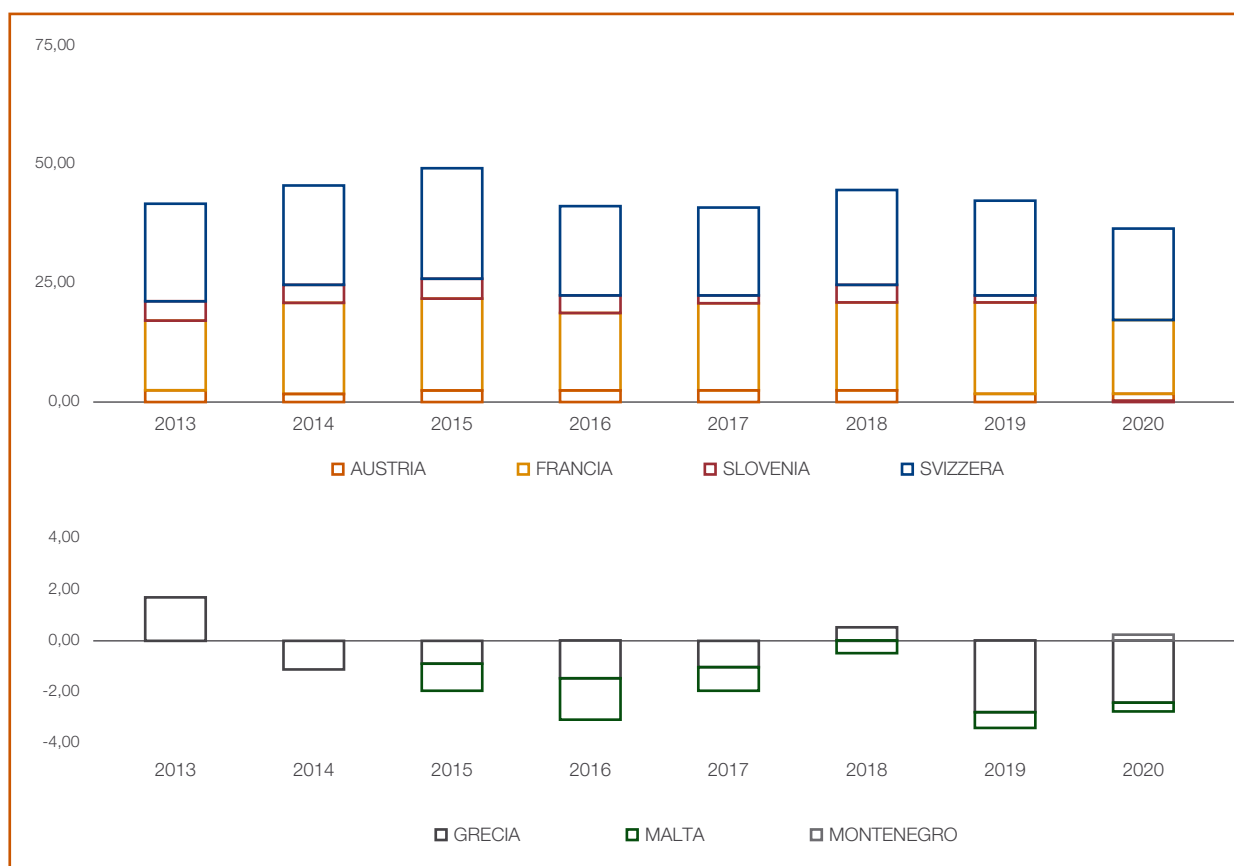
Durante il processo di selezione e accettazione delle offerte durante la seduta del MGP, vengono inclusi anche gli scambi con l'estero, in export e in import, attraverso il meccanismo di Market Coupling.

I TSO delle frontiere italiane, nello specifico Francia, Austria e Slovenia, infatti, in cooperazione con le rispettive borse di energia hanno implementato il Market Coupling sui confini italiani in base a quanto previsto dal target model europeo per l'allocazione giornaliera della capacità d'interconnessione.

Nel dettaglio, i paesi confinanti alla frontiera Nord si sono dotati di un algoritmo di matching comune, il quale riceve gli esiti dei Mercati del Giorno Prima dei vari TSO come fossero un unico mercato: in esito a tale algoritmo, si hanno le offerte accettate di scambio alla frontiera sia in import che in export, che si traducono in offerte di vendita e di acquisto impilate nelle curve aggregate di offerta e domanda.

In **Figura 81** sono riportati gli scambi commerciali con l'estero (in termini di Import Netto) in esito alle sessioni di MGP, a partire dal 2013: nel 2020 si aggiungono i transiti con il Montenegro a seguito della piena operatività del collegamento MONITA. Anche nel 2020 Svizzera e Francia si confermano le frontiere che maggiormente importano energia in Italia, mentre sulla frontiera slovena si registra un Import Netto quasi nullo.

FIGURA 81 Programma MGP



In *Figura 82* sono riportati i prezzi delle borse estere sulla frontiera Nord: nel 2020 si registra una forte riduzione dei prezzi di tutte le Borse rispetto all'anno 2019, in particolare si ha una diminuzione di 7€/MWh (-19%) per i prezzi austriaco, francese e svizzero, mentre il prezzo sloveno si riduce di 11 €/MWh (-23%). Il prezzo Nord registra lo scostamento maggiore, con una riduzione di 13 €/MWh (-26%): complessivamente quindi, lo spread di prezzo risulta in riduzione per tutti i paesi della frontiera, in particolar modo per Austria, Francia e Svizzera (*Figura 83*).

FIGURA 82 *Andamento prezzi Frontiera Nord (€/MWh)*

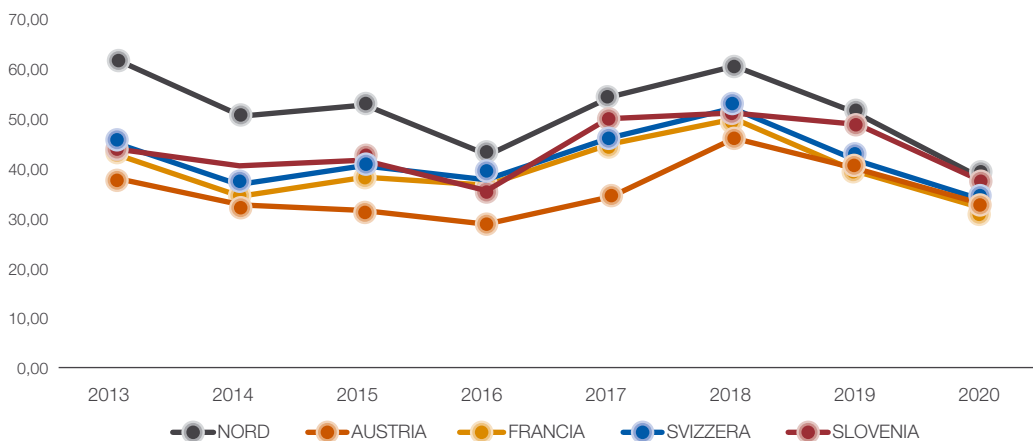
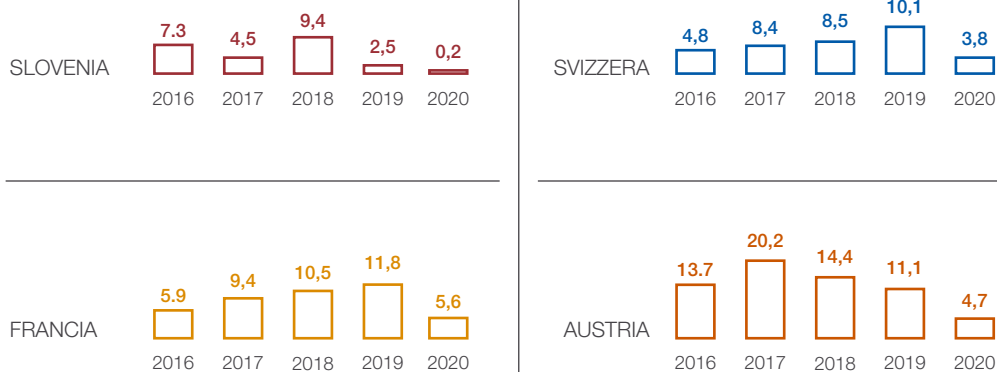


FIGURA 83 *Spread di Prezzo con le Borse estere alla Frontiera Nord*

SPREAD DI PREZZO



* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

In **Figura 84** sono rappresentate le percentuali di Price Convergence tra il prezzo zonale registrato su MGP in zona Nord e i prezzi delle borse estere: i valori registrati nel 2020 risultano in aumento per tutti i paesi della Frontiera Nord.

Analizzando inoltre il valore di price convergence con un dettaglio mensile per gli ultimi due anni (**Figura 85**), si nota che nel 2020 la Slovenia presenta valori di convergenza maggiore nei primi mesi dell'anno, mentre si riduce drasticamente da maggio, successivamente all'emergenza sanitaria. Per la Francia e l'Austria, invece, il fenomeno è esattamente opposto, in quanto nei mesi critici dell'emergenza presentano valori ridotti di price convergence, per poi registrare una risalita di tali valori dopo il mese di maggio avvicinandosi ai valori della Slovenia.

FIGURA 84 Market Coupling - Price Convergence

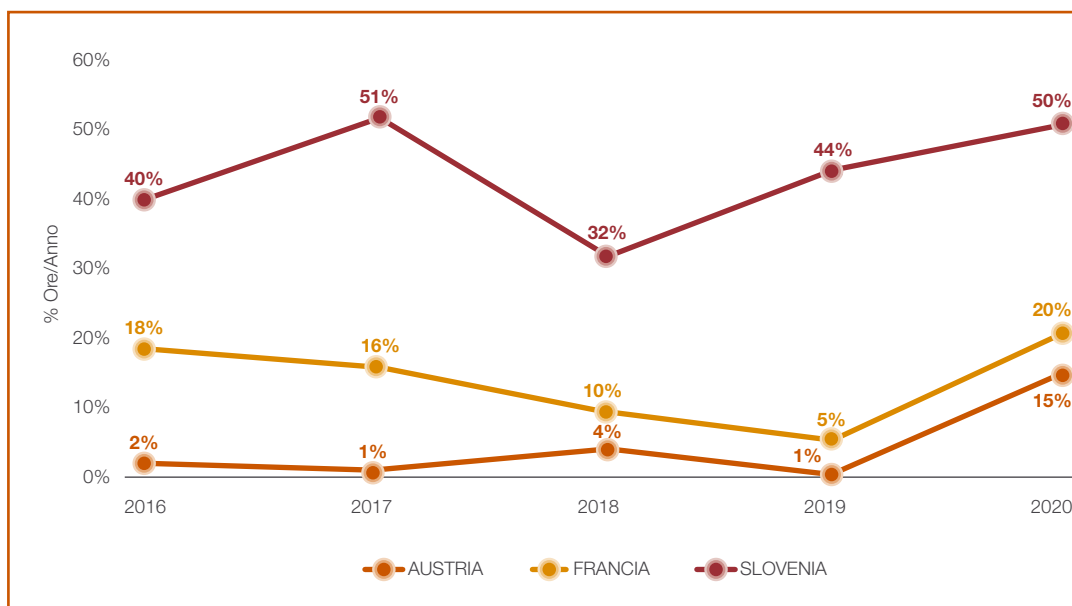
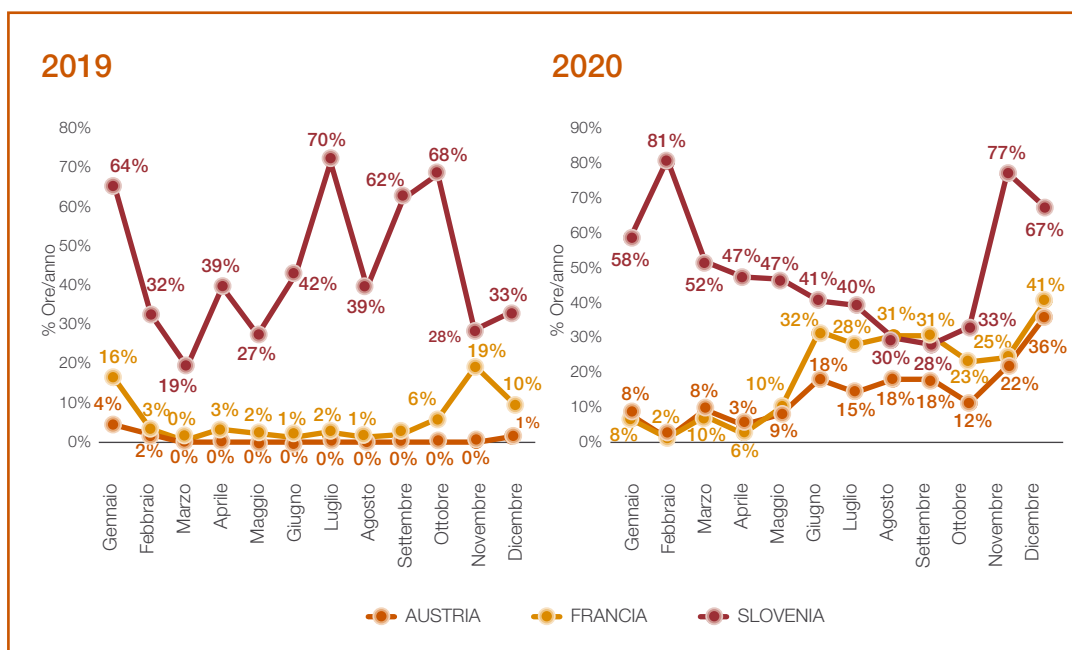


FIGURA 85 Price Convergenze Market Coupling - Dettaglio anni 2019 e 2020



2.9.4 Il Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero (di seguito MI), articolato in sette sessioni, consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte in acquisto e in vendita: questo permette agli operatori di aggiornare le proprie posizioni commerciali come in una sorta di negoziazione continua per poter far fronte ad eventuali modifiche dello stato degli impianti e alle necessità di consumo della rete.

Le sessioni del MI sono basate su processi di formazione del prezzo simili a quelli del MGP; tuttavia non avviene il calcolo del PUN e tutte le offerte in vendita e in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale.

2.9.5 Il Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (MSD)

Analisi Volumi e costi MSD e MPE

Nella seguente sezione verranno illustrati, a partire dall'anno 2010, i dati MSD, in termini di volumi selezionati e di costi sostenuti: i dati relativi alle selezioni effettuate sono presentati mediante un'aggregazione per Regolazione Secondaria e Altri Servizi.

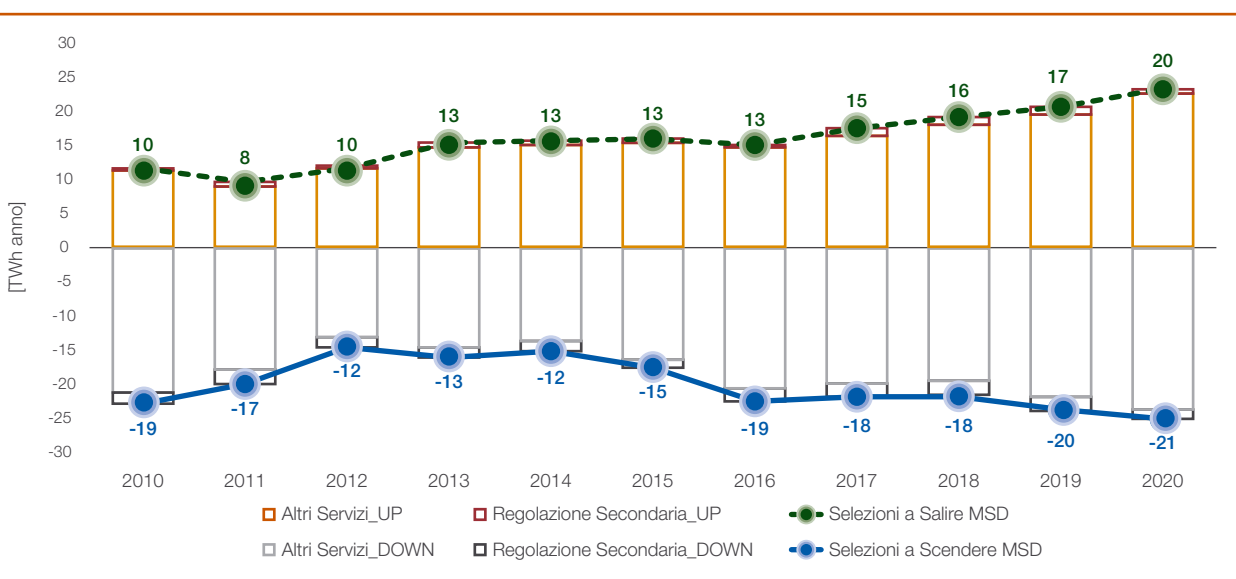
L'anno 2020 ha registrato valori inusuali e in forte aumento rispetto agli anni precedenti, aumento certamente imputabile all'emergenza sanitaria da Covid-19 che, come descritto precedentemente, ha comportato diversi effetti sul Sistema Elettrico Nazionale e, di conseguenza, molteplici azioni sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito MSD) per farvi fronte.

Nel dettaglio, anche a causa del minor commitment del parco termico regolante a valle del MI, si è verificata una maggior necessità di selezioni sul MSD al fine di:

- garantire la sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale contenendo i profili di tensioni (sebbene il complessivo regime di tensioni registrato sui nodi della rete primaria nel periodo in oggetto del 2020 risulti complessivamente peggiore del 2019);
- aumentare i margini di riserva operativa da valori nulli o prossimi allo zero;
- aumentare le azioni rimediali disponibili in esercizio per garantire la sicurezza del Sistema;
- aumentare la velocità di risposta del Sistema Elettrico.

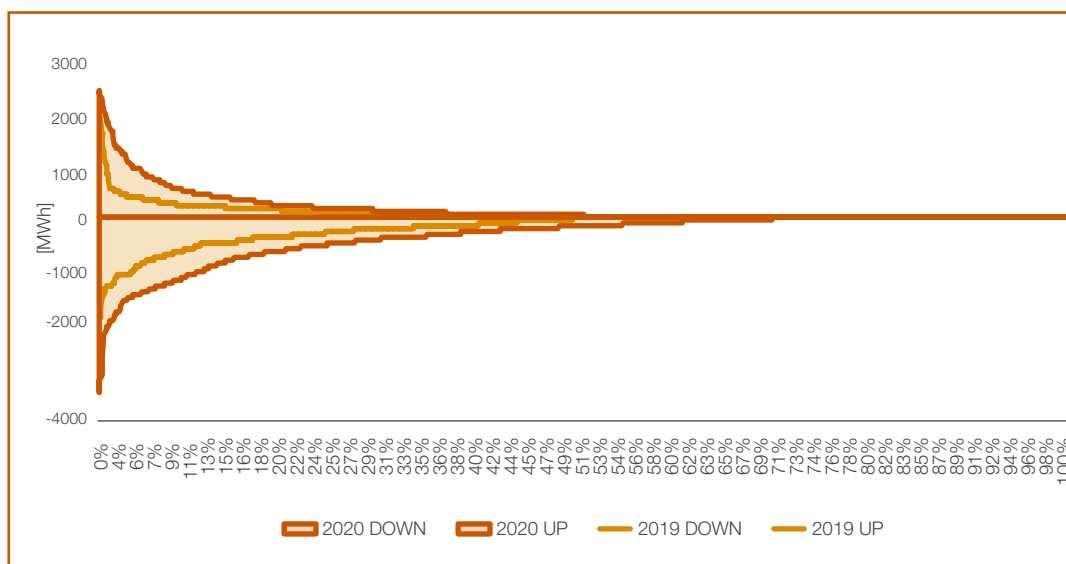
Le selezioni effettuate su MSD nel 2020 registrano quindi un inevitabile aumento rispetto agli anni precedenti, sia per quanto riguarda le selezioni a salire che quelle a scendere: le selezioni a salire registrano un aumento del 12% rispetto ai valori del 2019 mentre quelle a scendere un aumento del 4%.

FIGURA 86 Volumi selezionati per servizio MSD



Relativamente alle selezioni effettuate, come accennato nel paragrafo 2.3.1, il periodo di emergenza sanitaria è stato caratterizzato da un particolare utilizzo dei **pompaggi**, in quanto le condizioni frequenti di basso fabbisogno residuo, regime di tensioni elevato ed esigui margini a scendere hanno comportato la necessità di una loro gestione ottimizzata su profili giornalieri e non più su profili settimanali. In particolare, la gestione giornaliera degli invasi ha determinato numerosi assorbimenti dei pompaggi in ore di basso fabbisogno e ripristino dei bacini di monte in ore di punta serale, fenomeno che ha interessato tutto il periodo emergenziale e non solo i giorni delle festività pasquali. Confrontando l'utilizzo dei pompaggi nei mesi di marzo e aprile per gli anni 2019 e 2020 in *Figura 87*, è evidente il forte aumento delle selezioni in ambo i versi registrato nel 2020.

FIGURA 87 *Utilizzo degli impianti di Pompaggio*



In *Figura 88* sono rappresentati i prezzi MSD medi ponderati annui, a salire e a scendere, dal 2010: nel **2020** il prezzo medio a salire rimane pressoché invariato, lievemente in riduzione rispetto al 2019, mentre si registra una forte riduzione del prezzo medio accettato a scendere (valore più basso registrato dopo il 2014), coerentemente con la forte riduzione del prezzo di chiusura del MGP. Un maggior dettaglio mensile sul confronto dei prezzi 2020 e 2019 è rappresentato in *Figura 89*.

FIGURA 88 *Prezzi MSD*

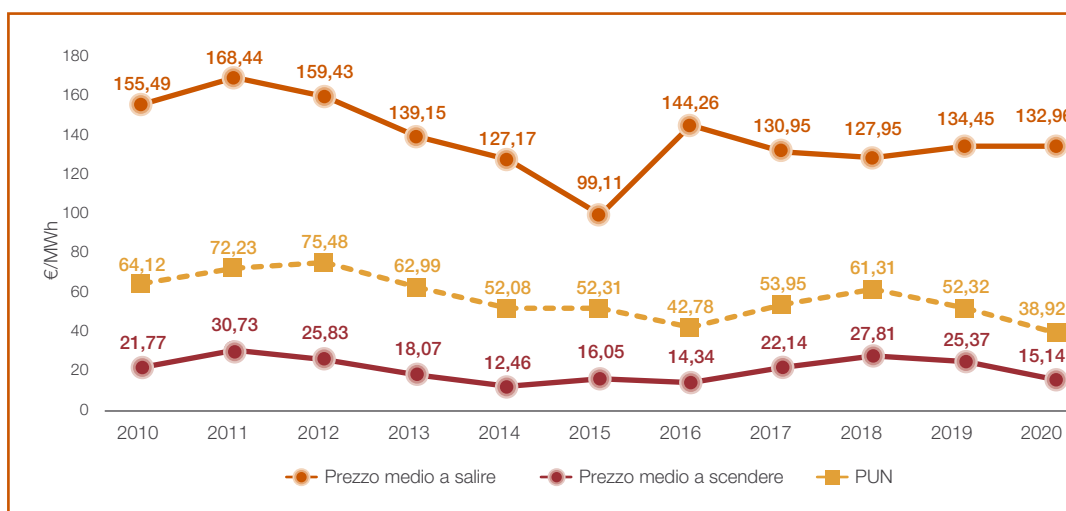
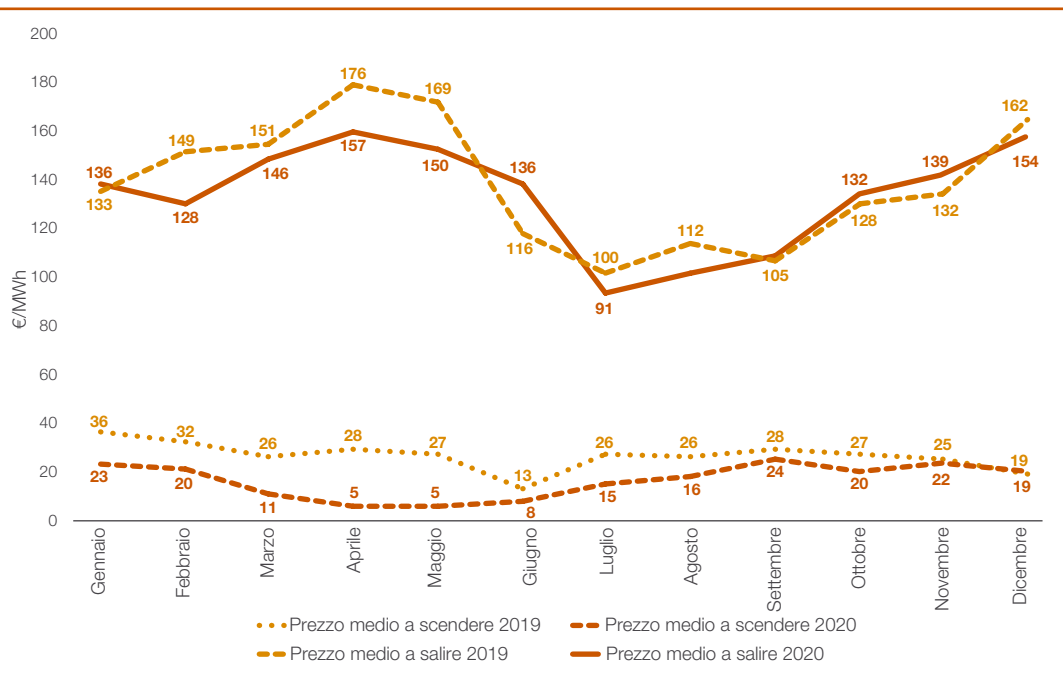
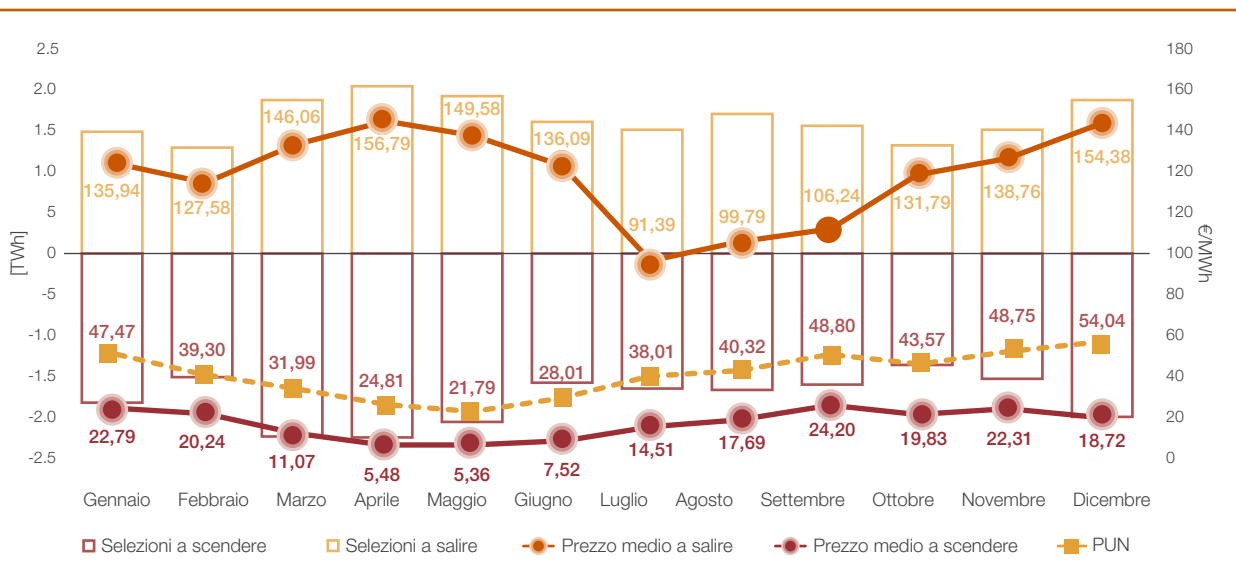


FIGURA 89 *Prezzi mensili MSD*

Esaminando infine i valori dei volumi e dei prezzi registrati nel corso del 2020 (Figura 90), è possibile notare che nei mesi da marzo a giugno si registrano le selezioni maggiori (sia a salire che a scendere), nonché i prezzi a salire più elevati (prezzo massimo nel mese di Aprile, pari a 156,79 €/MWh) e i prezzi medi a scendere più bassi (prezzo minimo nel mese di Maggio, pari 5,36 €/MWh): a partire dal mese di luglio si verifica una ripresa per il prezzo medio a scendere, mentre il prezzo medio a salire raggiunge il valore minimo nel mese di luglio (91,39 €/MWh) per poi aumentare nuovamente nei mesi successivi.

FIGURA 90 *Volumi e prezzi MSD 2020*

Tutti gli elementi descritti hanno comportato un notevole aumento dei costi sostenuti sul MSD.

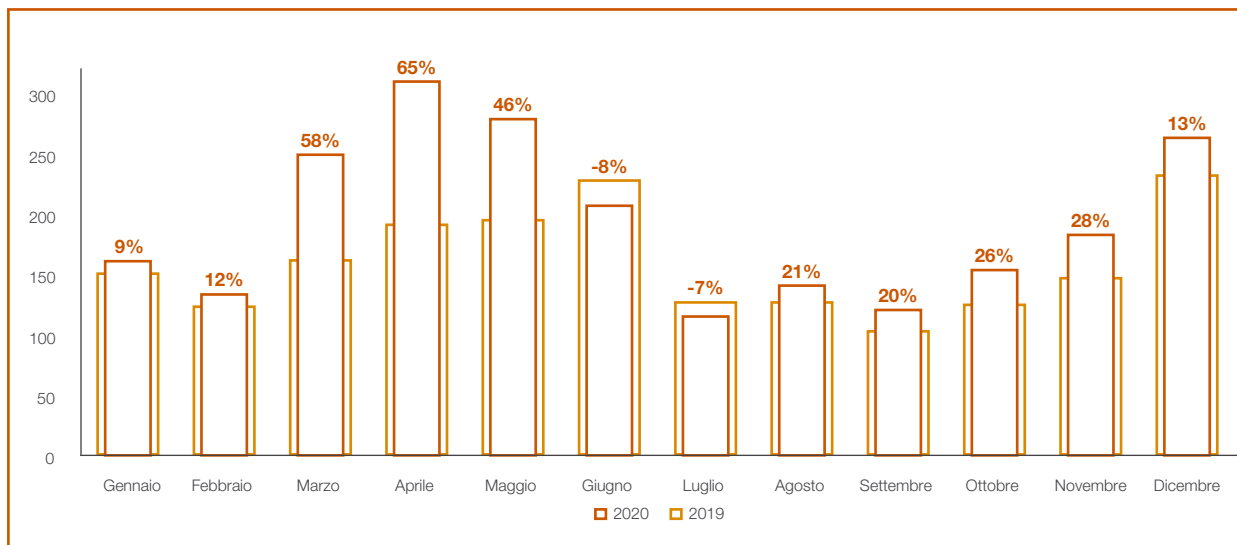
In particolare, i costi sostenuti nel 2020 risultano in aumento del 24% rispetto al 2019, sia per effetto prezzo sia per effetto volume, aumento dovuto quasi totalmente all'incremento dei costi sostenuti per Altri Servizi.

FIGURA 91 **Costi MSD**



Analizzando inoltre lo scostamento mensile del 2020 rispetto al 2019 (Figura 92), quasi tutti i mesi del 2020 hanno registrato un aumento dei costi rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente, ad eccezione dei mesi di giugno e luglio che hanno registrato costi minori: mediamente l'aumento mensile si attesta a valori del 24%, con il valore di picco nel mese di aprile che ha registrato un aumento dei costi del 65%, seguito da marzo e maggio (+58% e +46%).

FIGURA 92 **Costi MSD e variazione**



Nelle *Figure 93* e *94* sono rappresentate, infine, le curve di durata dei prezzi medi orari a salire e a scendere per alcuni anni significativi per gli ultimi due anni.

Analizzando la curva relativa ai prezzi medi a salire (*Figura 93*), si nota il marcato scostamento delle curve nella zona dei percentili minori: nel dettaglio, la curva relativa all'anno 2020 presenta una pendenza molto ripida per poi appiattirsi quasi immediatamente, a differenza della curva relativa all'anno 2019 che presenta una pendenza più piatta e traslata verso l'alto. Tale andamento è giustificato dal fatto che nel 2019 sono stati registrati prezzi medi a salire più elevati rispetto al 2020 e per un numero superiore di ore.

FIGURA 93 *Curva di durata-Prezzi medi a salire (€/MWh)*

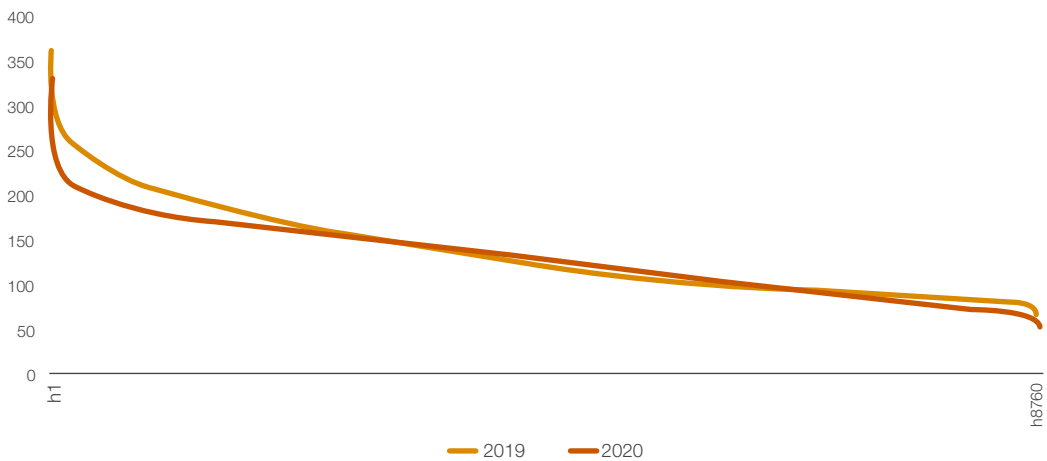
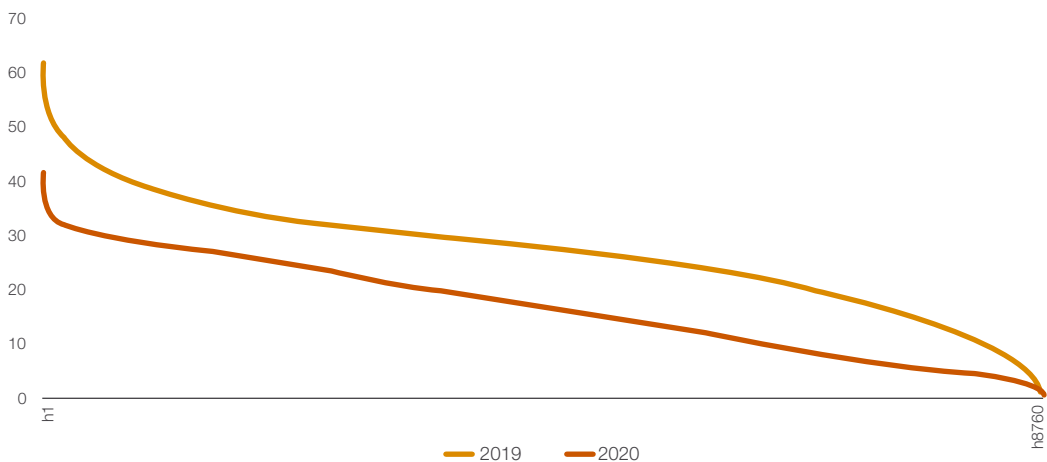


FIGURA 94 *Curva di durata dei prezzi medi a scendere (€/MWh)*



Per quanto riguarda, invece, la curva dei prezzi medi a scendere (*Figura 94*), la curva relativa al 2020 risulta traslata in modo significativo verso il basso, in quanto sono stati registrati prezzi nettamente inferiori rispetto all'anno precedente e per un maggior numero di ore.

2.9.6 Il ruolo delle risorse nella fornitura di servizi

Uno dei fattori abilitanti fondamentale per rispondere alle nuove sfide della transizione ecologica è un profondo ridisegno del mercato dei servizi. In particolare, il nuovo contesto elettrico determina l'esigenza di mettere in campo azioni su due fronti:

- 1) con la progressiva decarbonizzazione del sistema elettrico, diventa necessario esplicitare nuovi servizi prima non necessari, o che comunque non era necessario esplicitare perché ottenuti in maniera gratuita dal sistema (quali ad esempio inerzia erogazione di frequenza), per gestire la progressiva riduzione di potenza rotante dispacciata.
- 2) L'aumento delle esigenze di flessibilità del sistema elettrico rende necessario approvvigionarsi di servizi di rete da tutte le risorse disponibili a fornirli, aprendo il mercato dei servizi e incentivando la partecipazione a nuove risorse, quali ad esempio generazione distribuita, accumuli e domanda (Figura 95).

FIGURA 95 Rappresentazione della capacità delle differenti risorse di rete di fornire dall'alto in basso, servizi di regolazione di frequenza e tensione (esemplificativo)

Risorse di rete Servizi di frequenza	TERMO- ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE
FAST RESERVE*	—	✗	✗	✗	✓
PRIMARIA	✓	✗	✗	✓	✓
SECONDARIA	✓	— ↓	— ↑	✓	✓
TERZIARIA	✓	— ↓	— ↑	✓	—
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	— ↓	— ↑	✓	—
BILANCIAMENTO	✓	— ↓	— ↑	✓	—
INTERROMPIBILITÀ	✗	✗	✓	✗	—

Risorse di rete Servizi di tensione	TERMO- ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE	COMPENSATORI
PRIMARIA	✓	—	✗	✓	✓	✓
SECONDARIA	✓	—	✗	✓	✓	✓
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	—	✗	✓	✓	✓

✓ Adatto a fornire il servizio ✗ Non adatto a fornire il servizio
 — In grado di fornire il servizio con dei limiti ↓↑ Solo regolazione a salire/scendere

* Tempo di attivazione < 1 secondo

Il Sistema elettrico fino ad oggi ha potuto fare affidamento su una serie di servizi “impliciti”, forniti da una flotta di impianti rotanti, in particolare termoelettrici. Tali impianti, infatti, per le loro caratteristiche intrinseche costruttive, contribuiscono al mantenimento della stabilità della frequenza e della tensione.

Alla luce degli scenari prospettici, la disponibilità di risorse che continueranno a fornire servizi di questo tipo si ridurrà sensibilmente. In particolare, si ridurrà la potenza termoelettrica media spacciata nel corso dell'anno.

Diventa quindi una esigenza imprescindibile per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico introdurre nuovi servizi di regolazione ed esplicitare servizi prima non necessari perché ottenuti “implicitamente” dal sistema.

Un esempio di nuovo servizio di regolazione della frequenza è la c.d. “Fast Reserve” (cap. 1.9.1.2). Tale servizio contribuirà a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti successivi ai transitori di frequenza, ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale. L'asta, svolta a dicembre 2020, ha visto aggiudicare 250 MW. L'esito della gara ha confermato il grande interesse degli operatori e ha messo in evidenza la maturità tecnologica degli accumuli che potranno in questo modo contribuire alla stabilità del sistema.

Infatti, la progressiva riduzione dell'inerzia del sistema determina, a seguito di eventi perturbativi, un inasprimento delle variazioni della frequenza, le quali devono essere contenute in tempi di risposta estremamente rapidi, non sempre compatibili con l'attuale contributo della regolazione primaria dei gruppi termici convenzionali, soprattutto nello scenario di phase-out degli impianti a carbone.

Diventa quindi essenziale per contribuire alla sicurezza del sistema introdurre un nuovo servizio caratterizzato da un tempo di piena attivazione inferiore a quello della regolazione primaria.

Nello specifico il servizio di Fast Reserve consiste nel fornire una risposta continua ed automatica in potenza, proporzionale all'errore di frequenza, entro i primi istanti dall'evento che ha determinato l'attivazione del servizio, mantenere continuamente il profilo di potenza richiesto ed eseguire, successivamente, una de-rampa lineare fino ad annullare il contributo attivato.

L'apertura del mercato dei servizi permette l'approvvigionamento di servizi di rete a nuove risorse di flessibilità. Tuttavia, un contributo significativo può anche derivare dall'aumento del contingente di potenza installato di risorse già ad oggi a disposizione del sistema elettrico, quali gli impianti di accumulo idroelettrico.

2.9.7 Il ruolo degli impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico

Il progressivo incremento della capacità installata di generazione rinnovabile, in particolare non programmabile, registrato negli ultimi anni e atteso con trend ancora più sostenuti in prospettiva (+ 40 GW al 2030 di nuovi impianti eolici e fotovoltaici) implicherà impatti significativi sulle attività di gestione della rete del TSO, soprattutto in termini di bilanciamento istante per istante di produzione e domanda di energia elettrica, con l'insorgenza di problematiche strutturali di overgeneration e l'accentuarsi del fenomeno delle rampe di carico residuo.

Dall'altro lato, il progressivo decommissioning degli impianti termoelettrici di generazione ha comportato e comporterà per il sistema elettrico la perdita di risorse programmabili in grado di fornire implicitamente una serie di servizi preziosi per il TSO e per la rete, quali regolazione di frequenza e tensione e contributi in termini di potenza di cortocircuito e inerzia del sistema.

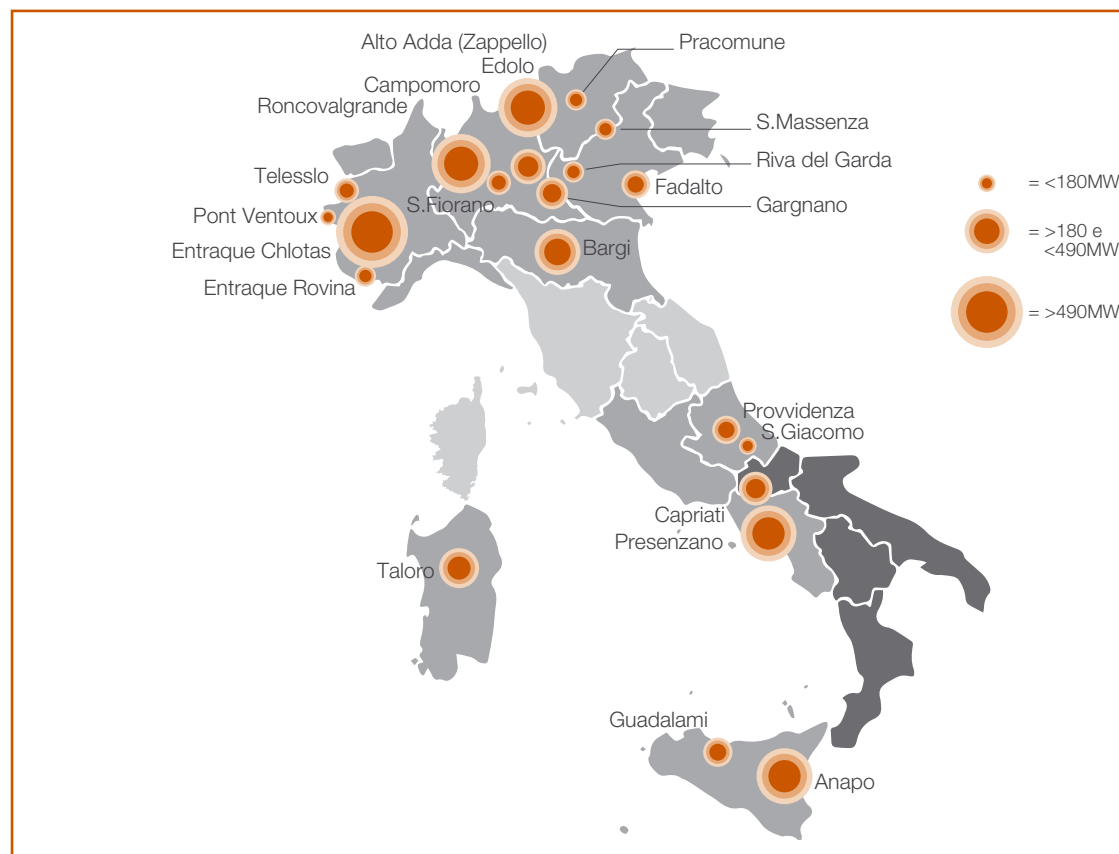
In tale contesto, lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo potrebbe fornire un contributo significativo alla mitigazione degli impatti attesi, rappresentando di fatto uno degli strumenti chiave, insieme agli sviluppi di rete, per abilitare la transizione ecologica proprio in virtù delle caratteristiche intrinseche di tali impianti. In particolare, nell'ambito degli accumuli, gli impianti di pompaggio rappresentano ad oggi una tecnologia più matura rispetto allo storage elettrochimico, soprattutto per stoccare significativi quantitativi di energia.

Nello specifico, gli impianti di pompaggio idroelettrico:

- Possono offrire servizi di tipo Energy Intensive:
 - assistendo il TSO nella gestione dei periodi di overgeneration, consentendo di effettuare una traslazione temporale tra produzione e consumo (load shifting), ovvero assorbire l'energia elettrica in eccesso rispetto alla domanda nelle ore a maggior generazione rinnovabile (le ore centrali della giornata) e rilasciarla nei momenti caratterizzati da carico residuo più elevato, fornendo in questo modo un prezioso contributo anche nella gestione della rampa serale di carico residuo;
 - contribuendo alla risoluzione delle congestioni di rete, derivanti dall'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e dalla relativa distribuzione non coerente rispetto ai centri di consumo.
- Rappresentano risorse ad elevata flessibilità e velocità di risposta, in grado di:
 - offrire potenza regolante alla rete, in termini di regolazione di frequenza e tensione, incrementando l'inerzia e la potenza di cortocircuito del sistema;
 - fornire un importante contributo all'adeguatezza del sistema, specialmente nelle ore a massimo fabbisogno e minore generazione rinnovabile.
- Sono elementi chiave anche in ottica dei sistemi di difesa, supportando la riaccensione del sistema nel processo di black start¹⁹.

Ad oggi, in Italia sono presenti 22 impianti (*Figura 96*) con una potenza massima in assorbimento di circa 6,5 GW e 7,6 GW in produzione, con una capacità di stoccaggio di 53 GWh di cui l'84% riferita ai 6 impianti maggiori distribuiti su tutto il territorio italiano. La dislocazione prevalentemente al Nord di tali impianti rappresenta una delle cause che ne limita l'utilizzo per la risoluzione delle criticità di sistema principalmente riconducibili alle fonti rinnovabili, quali l'overgeneration. Infatti, quest'ultimi impianti, al contrario, sono localizzati prevalentemente nel Sud Italia e nelle Isole, ovvero nei siti meteorologicamente più idonei alla produzione eolica o solare, dove contribuiscono a far insorgere le cosiddette congestioni "locali" essendo aree in cui la magliatura della rete è storicamente meno sviluppata.

FIGURA 96 Dislocazione degli impianti di pompaggio idroelettrico



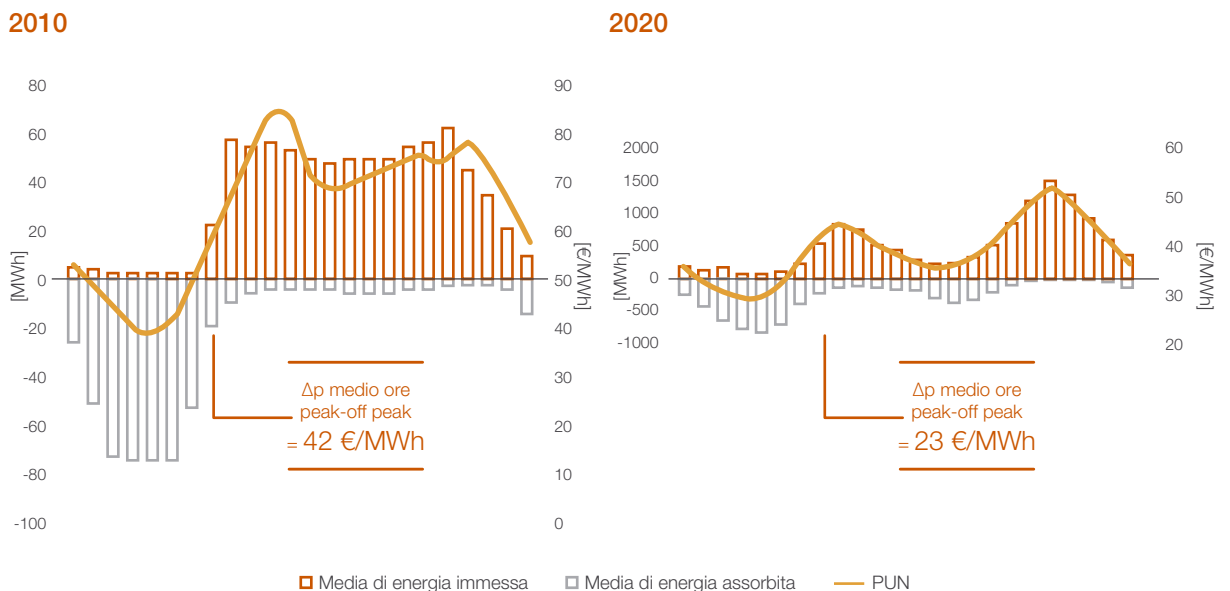
¹⁹ Avviamento autonomo anche con tensione della rete afferente pari a zero (condizione di black out).

Tali criticità saranno ulteriormente accentuate, in assenza di misure mitigative, dall'evoluzione attesa del sistema elettrico, soprattutto per i significativi trend di crescita previsti di generazione rinnovabile non programmabile, e sarà pertanto necessario realizzare nuovi sistemi di accumulo, e in particolare di pompaggio, soprattutto in specifiche aree del paese.

Infatti, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) stima al 2030 la necessità di almeno 6 GW di nuovi accumuli centralizzati, tra pompaggi ed elettrochimici, da localizzare preferibilmente nelle aree Centro-Sud, Sud e Sicilia.

Tuttavia, negli ultimi anni non sono stati realizzati nuovi impianti di pompaggio, in ragione anche del contesto di mercato non in grado di fornire sufficienti garanzie a tale tipologia di impianti per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali significativamente maggiori rispetto a quelli di esercizio. In generale, i profitti nel Mercato del Giorno Prima (MGP) di un impianto di pompaggio dipendono dal differenziale di prezzo tra ore di immissione e ore di prelievo. Affinché il differenziale di prezzo consenta almeno di compensare le perdite connesse ai rendimenti di impianto, il prezzo di vendita deve essere superiore almeno del 40% rispetto al prezzo di acquisto dell'energia. Negli ultimi anni, però, la sempre maggiore penetrazione delle FER nel sistema elettrico ha portato ad una riduzione del differenziale medio di prezzo MGP tra ore di picco e fuori picco, portando di fatto ad una diminuzione dell'utilizzo dei pompaggi e al tempo stesso disincentivando la realizzazione di nuovi (Figura 97).

FIGURA 97 Confronto tra PUN, energia media assorbita e immessa in rete dagli impianti di pompaggio



Dunque, al fine di promuovere lo sviluppo di nuova capacità di accumulo idroelettrico nel medio-lungo termine, rappresentando una risorsa strategica per il sistema elettrico, risulta necessario definire un quadro regolatorio e contrattuale ad hoc in grado di introdurre segnali di prezzo di lungo periodo che consentano di stimolare gli investimenti in nuovi pompaggi.

Sarebbe altresì auspicabile introdurre a livello normativo delle semplificazioni dei processi autorizzativi per la costruzione di nuovi pompaggi e per l'utilizzo delle acque, al fine di rendere così le tempistiche realizzative compatibili con i target di decarbonizzazione.

La necessità di disporre di nuovi sistemi di accumulo idroelettrico non implica necessariamente la costruzione di un impianto "green field", in cui entrambi i bacini del sistema devono essere realizzati ex novo, ma può favorire il recupero e la valorizzazione di infrastrutture già presenti sul territorio, ad esempio collegando due invasi esistenti o prevedendo all'interno del nuovo sistema di pompaggio la costruzione di un solo bacino da collegare ad un serbatoio già esistente.

Infatti, non tutti gli invasi ad oggi risultano pienamente utilizzati al loro massimo potenziale, in quanto possono essere caratterizzati da limitazioni nei parametri di esercizio o per il progressivo deterioramento delle condizioni di impianto, tale da pregiudicarne la sicurezza, o per il ritardo o la mancanza di investimenti. Pertanto, l'utilizzo di tali impianti all'interno di nuovi sistemi di pompaggio potrebbe consentire loro l'accesso a quelle risorse che sono necessarie al ripristino delle condizioni di normale esercizio, incrementando così sia i livelli di sicurezza sia i volumi di acqua immagazzinabili nell'invaso e a disposizione delle comunità locali.

Così facendo, tali investimenti potrebbero apportare al territorio anche una serie di "benefici aggiuntivi", aggiuntivi ai benefici elettrici, relativi ad esternalità positive di cui ambiente, territori, comunità ed enti locali potrebbero beneficiare. Tali vantaggi si possono individuare, ad esempio:

- nello sviluppo di nuove colture grazie alla potenziale maggiore disponibilità di acqua derivante dagli interventi di ripristino degli invasi esistenti;
- nel facilitare la gestione degli incendi grazie alla realizzazione di nuovi bacini sul territorio;
- nel potenziale aumento del valore ambientale del territorio, con la possibilità di creare nuove zone di protezione speciale per la fauna e nuovi siti di interesse paesaggistico in virtù della realizzazione di nuovi invasi;
- nelle opportunità di riqualificazione del territorio, supportando lo sviluppo economico delle zone interessate e promuovendo la diffusione di strutture turistico-ricreative o ricettive.



Ovviamente, essendo tali invasi normalmente asserviti al ciclo idrico per l'approvvigionamento di acqua per usi civili, irrigui e industriali, il nuovo sistema di pompaggio dovrà fare affidamento sulle capacità residue della risorsa idrica, in modo da non interferire con gli usi attuali.

In tal senso il territorio italiano, date le caratteristiche geomorfologiche, è caratterizzato da importanti bacini idrografici in tutte le regioni, potenzialmente idonei ad ospitare nuovi impianti di pompaggio.

APERTURA DEL MERCATO DEI SERVIZI



L'attuale configurazione del mercato dei servizi prevede l'abilitazione a MSD per l'offerta di servizi di rete alle sole unità di produzione programmabili e con potenza installata superiore a 10 MVA. Si tratta di grandi e medi impianti, ad oggi circa pari a 250 unità di produzione e pompaggio. La crescente necessità di flessibilità del sistema elettrico nel nuovo contesto, associata alla riduzione delle ore di produzione degli impianti termoelettrici tradizionali, rende essenziale l'approvvigionamento di servizi di rete anche da nuove risorse di flessibilità. Risorse di consumo (demand response), generazione distribuita, rinnovabili oggi non abilitate e sistemi di storage costituiscono un ampio pool di risorse (oltre 800.000 impianti di produzione e circa 40 milioni di unità di consumo) potenzialmente utili per offrire servizi di flessibilità necessari a garantire l'adeguatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più ampio e complesso, soprattutto considerando l'ulteriore importante evoluzione di tali risorse connessa sia allo sviluppo di capacità di generazione rinnovabile sia alla progressiva elettrificazione dei consumi finali (e.g. veicoli elettrici, pompe di calore).

La diversificazione delle risorse che partecipano a MSD, infatti, può contribuire a minimizzare i costi complessivi per il Sistema Elettrico. In questo contesto Terna, in accordo con l'ARERA, ha avviato un processo di progressiva apertura del mercato dei servizi alle risorse oggi non abilitate, attraverso la definizione di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per una riforma organica di questo mercato. Il termine "progetto pilota" deriva dal fatto che l'obiettivo è quello di sperimentare il funzionamento delle nuove risorse e di procedere successivamente, di concerto con ARERA, ad una revisione complessiva del mercato dei servizi e del Codice di Rete, in cui tali risorse siano pienamente integrate. Nel dettaglio, gli scopi principali dei progetti pilota sono quello di incrementare da subito la quantità di risorse disponibili per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico al minor costo per l'utente finale e, in aggiunta, contribuire a diversificare la tipologia delle risorse abilitabili al mercato dei servizi, attribuendo

un ruolo attivo alla domanda, agli impianti di generazione di tipo non rilevante rinnovabili e non (<10 MVA) ed agli accumuli. Terna, anche grazie all'interlocuzione con gli operatori, ha individuato e iniziato a sperimentare diversi progetti pilota:

- Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC);
- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP);
- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM);
- Unità di Produzione Rilevanti (UPR) non oggetto di abilitazione obbligatoria.
- Unità di Produzione Integrate con sistemi di accumulo (UPI);
- Progetto Pilota Riserva Ultra-Rapida (FRU);
- Progetto Pilota Regolazione di Tensione;
- Progetto Pilota Regolazione Secondaria.

Le iniziative sopra descritte possono essere sommariamente aggregate come segue:

- Aggregazione di risorse distribuite (generazione, accumulo, consumo) in unità virtuali in grado di rispettare i requisiti di taglia, osservabilità e controllabilità necessari per partecipare ai servizi di dispacciamento (UVAC, UVAP, UVAM, Secondaria)
- Definizione di nuovi servizi di rete necessari per garantire l'integrazione delle rinnovabili (FRU)
- Fornitura di servizi già esistenti da parte di nuove tecnologie (UPI, Regolazione di Tensione).

In particolare, i progetti pilota delle UVAC e delle UVAP sono stati avviati per abilitare al MSD rispettivamente la domanda (a partire da giugno 2017) e la generazione distribuita (a partire da dicembre 2017) e si sono conclusi a novembre 2018 per dare avvio al progetto pilota delle UVAM che abilita negli stessi aggregati unità di consumo, di produzione e sistemi di accumulo.

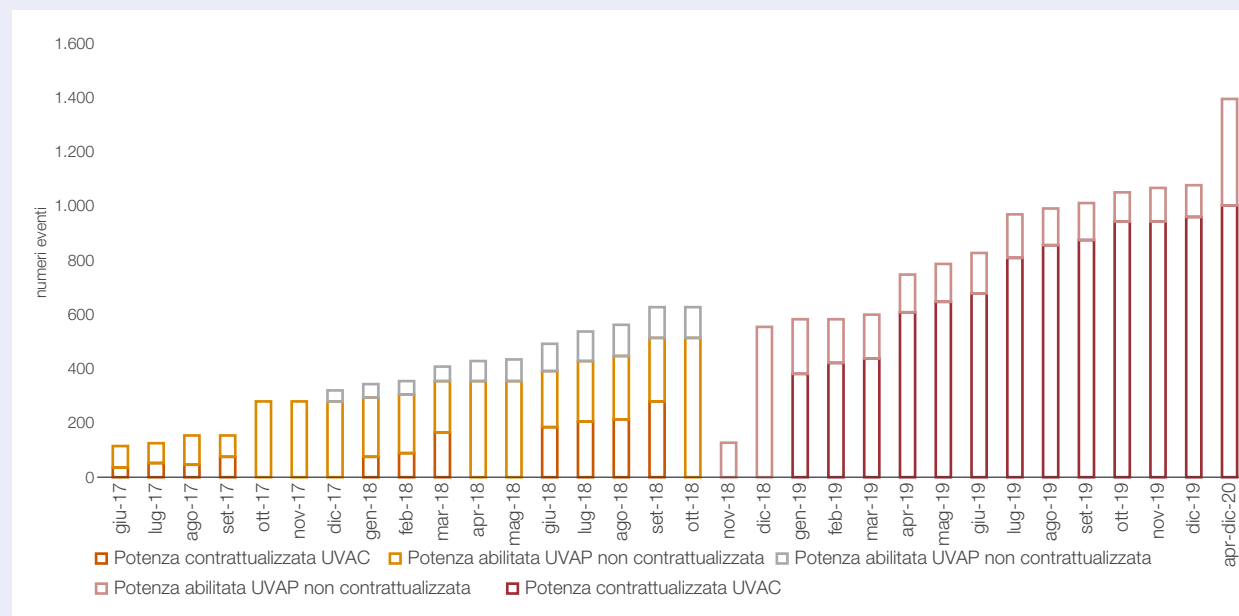


>> continua



In **Figura 98** è riportato l'andamento della potenza abilitata a MSD e della potenza contrattualizzata a termine delle UVAM. A partire da novembre 2018 si è assistito ad una progressiva crescita delle qualificazioni UVAM a MSD che a settembre 2020 hanno raggiunto oltre 1,4 GW, di cui circa 1 GW contrattualizzato a termine (l'intero contingente disponibile per l'anno 2020 è stato saturato con l'asta infrannuale di aprile-dicembre).

FIGURA 98 *Potenza abilitata e contrattualizzata a termine su MSD*



Sulla base delle evidenze dei primi anni di sperimentazione è possibile individuare alcuni punti di attenzione che sarà necessario affrontare e risolvere per garantire una piena e matura partecipazione al mercato dei servizi di tutte le risorse potenzialmente disponibili:

- la flessibilità degli aggregati di Unità Virtuali Miste (UVAM) è per la maggior parte ascrivibile alla modulazione della generazione behind the meter mentre la modulazione “pura” dei consumi rappresenta ancora una quota marginale delle UVAM. Spesso infatti i processi manifatturieri sottesi ai carichi non presentano la flessibilità necessaria per garantire la modulazione dei consumi richiesta;
- il progetto pilota UPR ha visto una partecipazione del tutto trascurabile da parte delle FER, essenzialmente imputabile al modello di remunerazione energy only degli attuali mercati che rende tale servizio poco attrattivo per risorse a costo marginale nullo;
- la aggregazione delle piccole risorse distribuite è ancora oggi caratterizzata da costi unitari (i.e. €/MW) molto elevati se confrontata con le tecnologie tradizionali per cui la loro partecipazione ai progetti pilota è stata sino ad oggi del tutto marginale.

In **Figura 98** è riportato l'andamento della potenza abilitata a MSD e della potenza contrattualizzata a termine delle UVAM. A partire da novembre 2018 si è assistito ad una progressiva crescita delle qualificazioni UVAM a MSD che a settembre 2020 hanno raggiunto oltre 1,4 GW, di cui circa 1 GW contrattualizzato a termine (l'intero contingente disponibile per l'anno 2020 è stato saturato con l'asta infrannuale di aprile-dicembre).

Misure di mitigazione del potere di mercato

2.10.1 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Gli impianti essenziali sono gli impianti indispensabili per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi. Terna identifica come essenziale, ai sensi della delibera n. 111/06 [15]:

- a) ciascun impianto di produzione in assenza del quale, anche in ragione delle esigenze di manutenzione programmata degli altri impianti di produzione e degli elementi di rete, non sia possibile, nell'anno solare successivo, ai fini del soddisfacimento del fabbisogno anche di uno solo dei servizi di dispacciamento, assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico;
- b) un raggruppamento di impianti di produzione, quando in sua assenza non sia possibile soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria, riserva terziaria pronta e riserva terziaria di sostituzione. Al fine di identificare i sopraccitati raggruppamenti, Terna effettua delle analisi sugli assetti di funzionamento più rilevanti del SEN, per un numero massimo non superiore a dieci, valutando per ciascun aggregato di zone (Continente, Sicilia, Sardegna) l'alto/basso carico, l'alta/bassa disponibilità di elementi di rete e di capacità di produzione, l'alta/bassa produzione rinnovabile. In esito a tali analisi Terna indica, per ogni aggregato, i raggruppamenti di impianti e le quantità per cui ciascuno di essi è essenziale.

L'identificazione di impianti essenziali è fondamentale per la sicurezza del sistema elettrico poiché, nella configurazione di rete esistente, non sono presenti soluzioni alternative all'impiego dei gruppi di generazione in questione.

La definizione degli impianti essenziali è un processo che avviene su base annuale e prevede che Terna invii all'Autorità la lista di impianti/raggruppamenti di impianti individuati e le relative necessità. Successivamente, l'Autorità avvia formalmente il processo di essenzialità, che si conclude con l'identificazione, per ciascun impianto essenziale, del regime di essenzialità. Nello specifico, l'utente del dispacciamento titolare di impianti essenziali ha tre alternative:

- I. sottoscrivere un contratto con Terna, anche solo per alcuni impianti essenziali, sulla base di quanto proposto dall'Autorità. In tal caso non trova applicazione la disciplina di essenzialità e nessuno di questi impianti viene inserito nell'elenco degli impianti essenziali (cosiddetto regime alternativo);
- II. richiedere all'Autorità l'ammissione alla reintegrazione dei costi;
- III. aderire al cosiddetto regime ordinario (impianti non ammessi alla reintegrazione dei costi).

In tutti i casi, agli impianti essenziali viene riconosciuta dall'Autorità un'equa remunerazione/reintegrazione dei costi, limitando però il potere di mercato dei produttori al fine di tutelare gli utenti finali.

Nel corso degli anni, le essenzialità possono essere risolte:

- attraverso attività di sviluppo o adeguamento della rete (es. costruzione di nuove linee, installazione nuovi elementi) intraprese da Terna;
- nel caso di variazioni delle condizioni al contorno (es. variazioni di fabbisogno, miglioramento dei profili di tensione) che vanno a rilassare le criticità per la sicurezza della rete;
- nel caso di variazioni al parco di generazione (es. ingresso in esercizio di nuovi impianti di produzione) che vadano a incrementare le condizioni di competitività sui mercati.

L'elenco delle unità essenziali o di raggruppamenti di impianti essenziali è riportato nell'Allegato A.27 del Codice di Rete (Figura 99).

FIGURA 99 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico Anno 2021

IMPIANTO	UTENTE DEL DISPACCIAMENTO
San Filippo Del Mela 220kV	
Montemartini	
Biopower Sardegna	
Porcari	
Assemini	
Brindisi Sud	
Porto Empedocle	
Portoferraio	
Sulcis	
Sarlux*	
Rosen 132kV	
Fiumesanto	
Iges	
Centrale Elettrica Di Capri	

* Dal 21 Aprile 2021.

Gli scenari energetici previsionali consentono di tracciare le possibili traiettorie di sviluppo dell'attuale sistema energetico, assistendo così il TSO nell'individuazione degli investimenti e sviluppi infrastrutturali più adeguati per le condizioni a venire nell'orizzonte di medio e lungo termine. Rappresentano quindi un pilastro della pianificazione delle infrastrutture energetiche del Paese. Il processo di costruzione degli scenari energetici italiani si caratterizza per la stretta collaborazione tra i principali attori del settore energetico per definire una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico: Terna insieme al gestore del sistema gas Snam, ha elaborato degli scenari energetici previsionali con la stesura di un Documento di descrizione degli scenari (DDS), propedeutico ai piani di sviluppo delle reti di entrambi i settori. In modo parallelo, gli scenari europei sono il risultato del lavoro congiunto tra le organizzazioni ENTSO E (elettrico) ed ENTSO G (gas).



oltre **7GW**

IMPIANTI DI GENERAZIONE ALIMENTATI
A CARBONE INTERESSATI DAL
PROCESSO DI PHASE-OUT



40GW

DI NUOVA CAPACITÀ
FER AL 2030



+6GW

NUOVA CAPACITÀ DI
ACCUMULO NECESSARIA
AL 2030

na

3.1	Introduzione	193
3.2	Il contesto internazionale e il ruolo degli scenari energetici	195
3.3	Gli Scenari ENTSOs	203
3.4	Gli scenari del Piano di Sviluppo 2021	209

3

Scenari

Introduzione

3.1

La progressiva decarbonizzazione del settore energetico è un passaggio necessario per il rispetto degli accordi di Parigi (COP 21), e richiederà uno sforzo integrato da parte di tutti gli operatori del settore. A livello nazionale, Terna è chiamata a rivestire un ruolo centrale in quanto le infrastrutture energetiche rappresentano uno dei fattori abilitanti per la transizione ecologica verso un modello di sviluppo più sostenibile. In tale contesto, il processo di pianificazione dello sviluppo della rete elettrica di trasmissione risulta fondamentale per identificare quegli interventi infrastrutturali che sono necessari al raggiungimento dei target prefissati di decarbonizzazione, efficientamento energetico ed integrazione delle fonti rinnovabili. In tale ambito, la definizione di scenari energetici prospettici rappresenta uno degli elementi cardine della pianificazione, specialmente nel medio e lungo termine. Infatti, essi, descrivendo sia qualitativamente che quantitativamente le possibili evoluzioni del sistema energetico nazionale ed internazionale, consentono al TSO di:

- **Tracciare una traiettoria verso i target energetici nazionali ed europei.**
- **Definire un adeguato piano di sviluppo delle infrastrutture di rete.**
- **Testare e valutare la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico.**

Nei paragrafi successivi verrà descritto il contesto internazionale nel quale si colloca il processo di costruzione degli scenari, verranno esposti gli scenari elaborati in ambito europeo e nazionale e saranno approfonditi quelli selezionati da Terna per valutare gli interventi di sviluppo della RTN mediante Analisi Costi Benefici.



Il contesto internazionale e il ruolo degli scenari energetici

Nonostante la crescente consapevolezza internazionale della rilevanza del tema dell'impatto di origine antropica sul nostro pianeta, soprattutto per quanto concerne i cambiamenti climatici, negli ultimi anni le **emissioni di anidride carbonica** (CO₂) legate al **settore energetico** hanno manifestato un **trend crescente**, raggiungendo nel 2018 un **livello record** di quasi **33 miliardi di tonnellate**. In particolare, la generazione di energia elettrica alimentata a carbone ha contribuito maggiormente all'incremento registrato nel 2018, con le relative emissioni che hanno superato per la prima volta la soglia dei 10 miliardi di tonnellate di CO₂ prodotte.

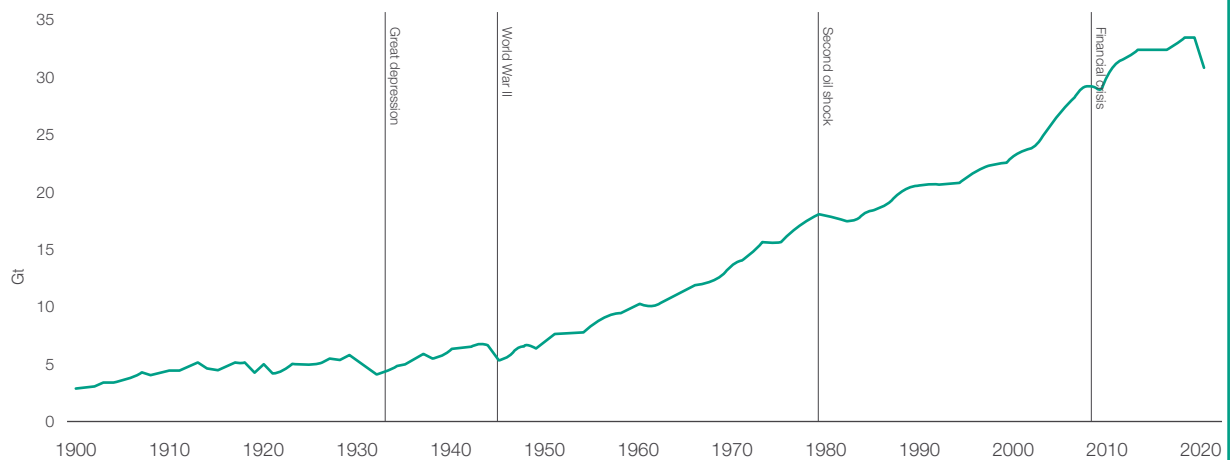
Tuttavia, in controtendenza con il trend di crescita riscontrato negli anni precedenti, nel 2019 si è osservata una stabilizzazione delle emissioni di anidride carbonica, attestandosi al valore raggiunto nel 2018. Tale stabilizzazione è da ricondursi principalmente al calo delle emissioni climalteranti prodotte dai settori energetici delle economie più avanzate, grazie alla crescente centralità della generazione rinnovabile e al continuo processo di decarbonizzazione della generazione convenzionale, con il progressivo phase-out degli impianti alimentati a carbone.

Se nel 2019 si è osservato un lieve scostamento rispetto a una tendenza consolidata negli anni, il 2020 è stato indiscutibilmente un anno di marcata e significativa controtendenza in termini di emissioni di CO₂ (*Figura 1*). Infatti, la crisi pandemica legata al COVID-19, con le sue conseguenze negative in termini di limitazioni alle attività economiche e contrazione dei consumi, in primo luogo energetici, ha comportato a livello globale un significativo calo delle emissioni di anidride carbonica. Particolarmente rilevante è stato l'impatto sul settore energetico, con un calo delle emissioni di circa il 5,8%, rappresentando in termini relativi la maggior riduzione annuale di emissioni di CO₂ dalla Seconda guerra mondiale e, in termini assoluti, con almeno 2.000 milioni di tonnellate di CO₂ in meno, un fatto senza precedenti nella storia dell'umanità, quantitativamente equivalente alla totalità delle emissioni di anidride carbonica prodotte dall'Unione Europea.

La significativa contrazione dell'impiego di combustibili fossili nel settore energetico (specialmente carbone e combustibili di origine petrolifera) ha contribuito maggiormente a tale decremento. Al contrario, le fonti di generazione rinnovabili, in particolare solare ed eolico, non sono state impattate dall'emergenza pandemica in maniera significativa, incrementando invece sensibilmente il loro contributo nel mix energetico globale.

Tuttavia, sebbene la significativa riduzione delle emissioni climalteranti da un lato e il progressivo affermarsi a livello internazionale delle tecnologie di generazione rinnovabile dall'altro rappresentino indubbiamente segnali importanti nell'ambito della lotta ai cambiamenti climatici, la ripresa prevista dell'economia globale, con il progressivo superamento dell'emergenza pandemica, potrebbe comportare un incremento delle emissioni di anidride carbonica potenzialmente superiore alla contrazione registrata nel 2020, determinando pertanto la ripresa di quel trend di crescita delle emissioni climalteranti registrato negli anni passati.

FIGURA 1 Emissioni globali di CO₂ legate al settore energetico - 1990-2020

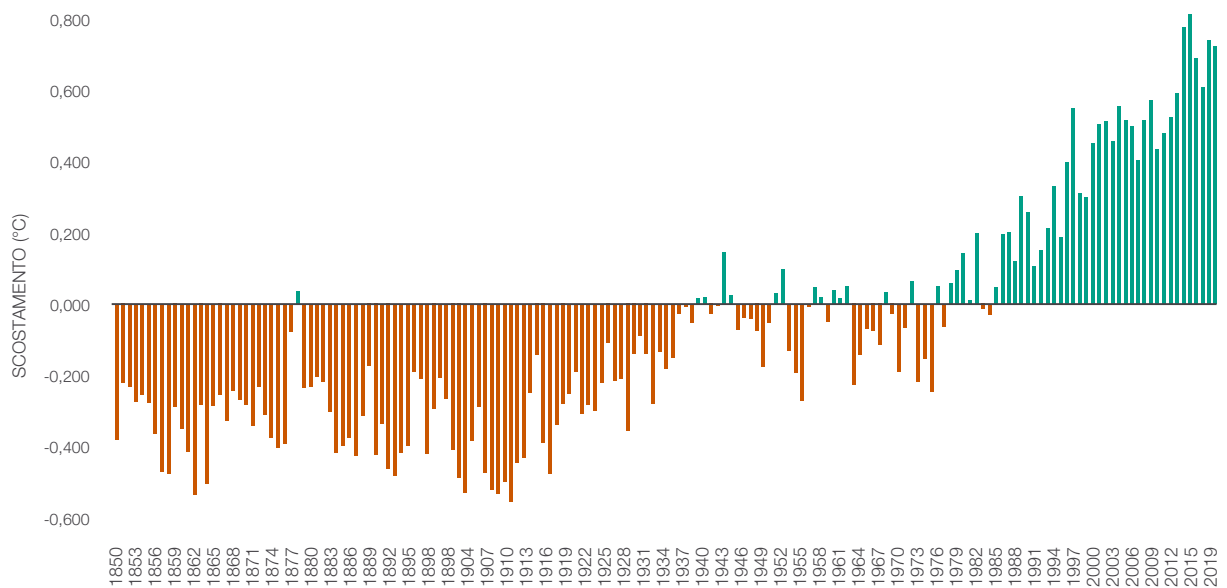


Fonte IEA, Global Energy Review Marzo 2020.

E, come evidenziato nel report «Global Warming of 1,5°C»¹ dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), principale organismo intergovernativo in tema di climate change, uno dei principali effetti dell'aumento delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera è rappresentato dall'incremento delle temperature medie globali. Infatti, nel report pubblicato nell'Ottobre 2018, è stato ufficializzato un surriscaldamento del pianeta di origine antropica dell'ordine di 1°C (nel range 0,8÷1,2°C) rispetto alle temperature registrate nell'era preindustriale, con un trend di crescita di +0,2°C per decade.

In particolare, l'incremento delle temperature medie è chiaramente visibile dal 1980 ad oggi (Figura 2).

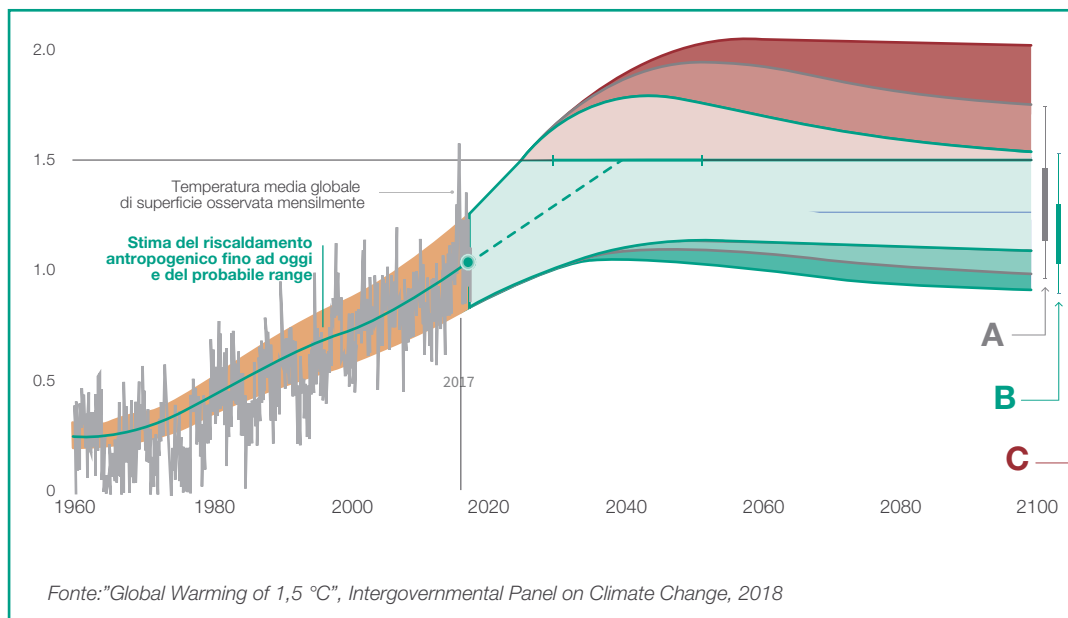
FIGURA 2 Anomalie nelle temperature globali (°C) 1850-2019



¹ Report completo al link "<https://www.ipcc.ch/sr15/download/#full>"

Il report dell'IPCC mostra inoltre che, proseguendo con questo trend di emissioni, è probabile che si raggiunga un surriscaldamento pari a 1,5°C già a partire dal 2030.

FIGURA 3 *Surriscaldamento climatico globale rispetto a 1850-1900 (C°)*



SCENARIO BASE (A)

- Le emissioni globali di CO₂ raggiungono valore netto nullo nel 2055.
- Le emissioni di gas serra diversi dalla CO₂ si riducono a partire dal 2030.

SCENARIO (B)

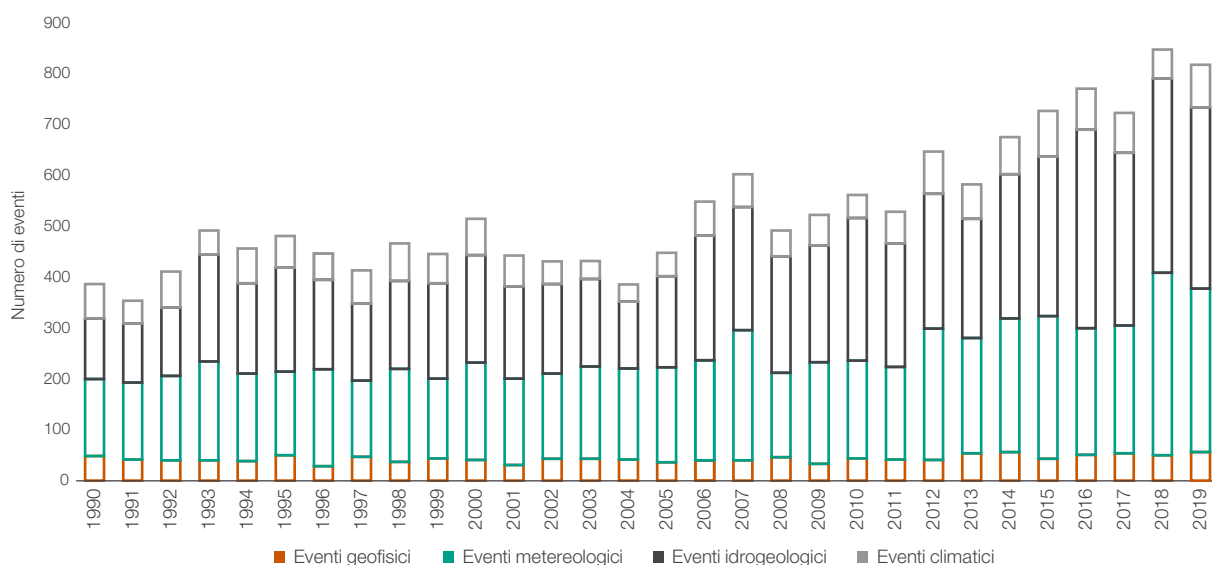
Ipotesi migliorativa: le emissioni globali di CO₂ raggiungono valore netto nullo nel 2040 (maggiore probabilità di limitare l'aumento di temperatura a 1,5 °C).

SCENARIO (C)

Ipotesi peggiorativa: le emissioni di gas serra diversi dalla CO₂ non si riducono a partire dal 2030 (minore probabilità di limitare l'aumento di temperatura a 1,5 °C).

Non limitare l'incremento della temperatura mondiale all'interno dei 1,5°C implicherebbe in prospettiva una maggiore **intensificazione dei fenomeni meteorologici estremi**, con **impatti significativi su ecosistemi e comunità umane**, soprattutto in termini di crescita economica, stabilità sociale e benessere della collettività. Tali tendenze trovano riscontro nella crescita rilevante in **numero** e in **intensità dei fenomeni climatici estremi** con impatti rilevanti. Infatti, nel periodo 1990-2019, si sono verificati oltre 15 mila eventi catastrofici di natura geofisica, meteorologica, idrogeologia e climatica, con la perdita di oltre 1,5 milioni di vite umane e danni a economie e territori stimati in oltre 5.200 miliardi di dollari² (Figura 4).

FIGURA 4 *Eventi climatici rilevanti registrati dal 1980 al 2019 a livello mondiale*



La crescente frequenza ed intensità degli eventi naturali estremi e le raccomandazioni sempre più pressanti della comunità scientifica internazionale stanno suscitando nell'opinione pubblica una **crescente sensibilità e consapevolezza** della rilevanza del tema, con un intensificarsi delle mobilitazioni e degli appelli da parte dei cittadini affinché i paesi e le istituzioni adottino misure concrete, rapide ed efficaci per la lotta ai cambiamenti climatici.

Tale contesto ha favorito la **stipula di accordi internazionali** e la **definizione di politiche e misure concrete** per la lotta ai cambiamenti climatici al fine di contenere il surriscaldamento globale prodotto dalle elevate concentrazioni atmosferiche di gas climalteranti (GHG) e limitare i danni correlati attesi.

Infatti, a partire dall'adozione della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici nel 1992, seguita dal Protocollo di Kyoto del 1997, una delle milestone più significative e di portata globale nel contrasto al climate change è rappresentata dalla ventunesima conferenza sui cambiamenti climatici (**COP21**), svoltasi a Parigi nel dicembre 2015, nella quale, come mai avvenuto prima, **più di 180 paesi** hanno adottato un **accordo comune di carattere vincolante** finalizzato al **contenimento dell'incremento della temperatura globale al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali**, con la volontà di intensificare gli sforzi per limitare tale aumento a 1,5°C, al fine di ridurre ulteriormente i rischi e gli impatti delle attività umane sul pianeta ed evitare che abbiano effetti irreversibili sull'ambiente.

² MunichRE, NatCatSERVICE (2020).

In tale contesto, l'**Unione Europea** ha assunto sin dagli anni '90 un **ruolo di leadership** a livello internazionale nella lotta ai cambiamenti climatici, mettendo in atto una serie di impegni e politiche energetiche e ambientali che fossero in grado di coniugare la decarbonizzazione dei consumi energetici dell'Unione con la crescita economica (Figura 5).

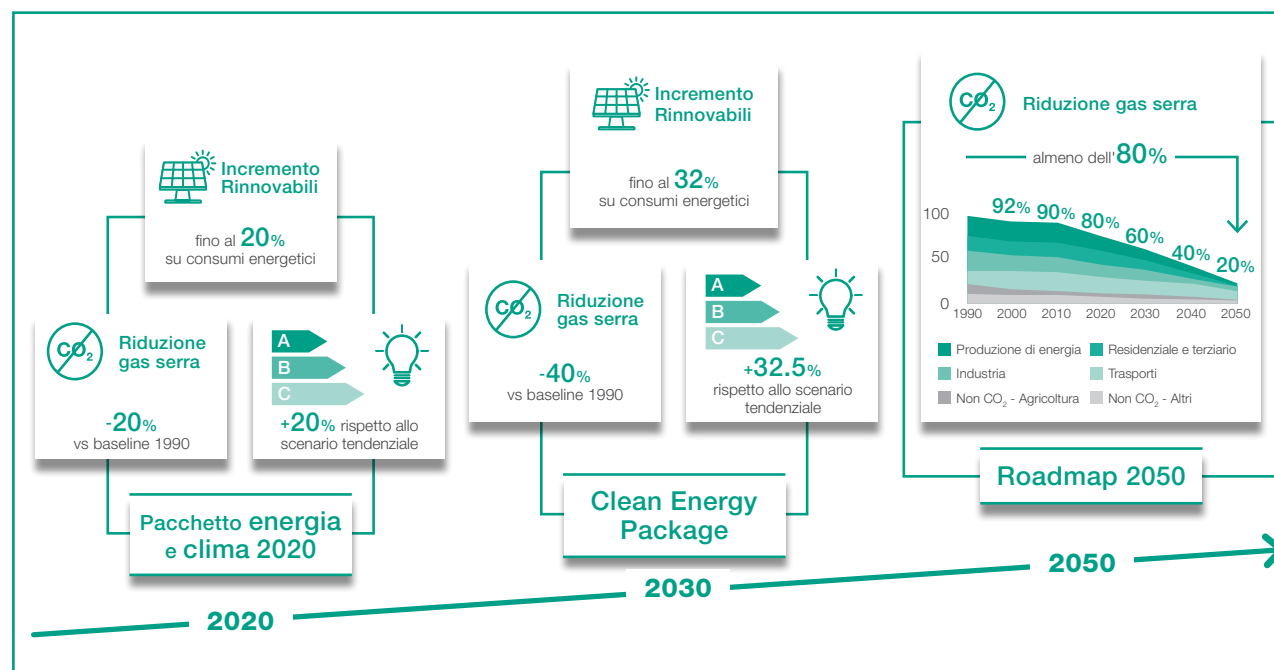
A valle della pubblicazione nel 2009 del Pacchetto Clima-Energia 2020, proprio per dare seguito agli impegni assunti nell'ambito dell'Accordo di Parigi e ricoprire sempre più un ruolo di leadership a livello internazionale nella sfida della decarbonizzazione, l'Unione Europea ha presentato nel 2016 un pacchetto di misure legislative noto come **"Clean energy for all Europeans package"**, con lo scopo di riformare profondamente la politica energetica europea e fornire un significativo contributo all'implementazione dell'**"Energy Union Strategy"**, strategia comunitaria istituita nel 2015 e finalizzata ad **assicurare un approvvigionamento energetico sicuro, economico ed a basso impatto ambientale e climatico a tutti i cittadini europei**. Il Clean Energy Package, revisionato nei suoi target e definitivamente approvato a maggio 2019, si compone di 8 atti legislativi ed è articolato sui 5 pilastri su cui si fonda la strategia dell'Unione dell'Energia:

- 1) sicurezza energetica;
- 2) mercati energetici;
- 3) efficienza energetica;
- 4) decarbonizzazione dell'economia;
- 5) ricerca, innovazione e competitività.

In particolare, i **principali obiettivi** da riguardare a livello comunitario entro il 2030 sono:

- riduzione almeno pari al **40% delle emissioni di gas a effetto serra** rispetto ai livelli del **1990**;
- incidenza delle **fonti rinnovabili** sul **consumo finale di energia** almeno pari al **32%**;
- miglioramento dell'efficienza energetica, con una **riduzione** almeno del **32,5%** dei **consumi di energia primaria** rispetto allo scenario tendenziale;
- **incremento dell'interconnessione** tra i sistemi di trasmissione degli Stati Membri, con il raggiungimento dell'obiettivo minimo di almeno il **15% di capacità di interconnessione** elettrica transfrontaliera sulla **capacità di generazione elettrica installata**.

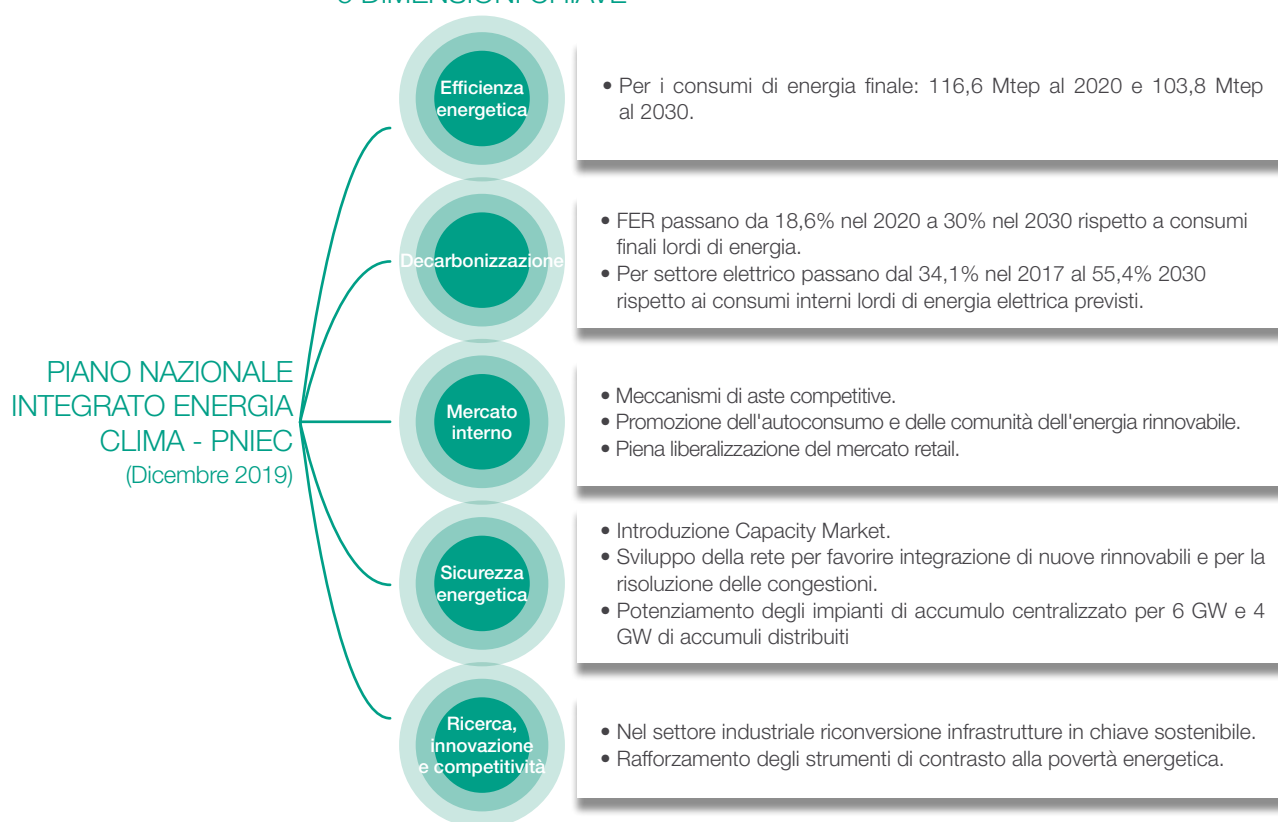
FIGURA 5 **Obiettivi energetici e climatici comunitari per anno orizzonte**



Tra gli strumenti previsti per garantire ed agevolare il conseguimento dei target prefissati, il **“Regolamento 2018/1999 sulla Governance dell’Unione dell’energia e dell’azione per il clima”**, uno degli 8 atti legislativi del Clean Energy Package, prevede che gli Stati Membri siano chiamati a **redigere con cadenza decennale dei Piani Nazionali Integrati per l’Energia ed il Clima**, documenti nei quali ciascun paese indica politiche, target, misure e strumenti che rappresentano il contributo nazionale al raggiungimento degli obiettivi e traguardi comunitari in tema di clima ed energia.

In coerenza con tali orientamenti, il Governo italiano ha infine predisposto a fine 2018 una **Proposta di Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC)**, sviluppato da tre Ministeri (Sviluppo Economico, Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare, Infrastrutture e Trasporti), che offre un indirizzo fondamentale sulle politiche di sviluppo del Sistema Energetico nazionale. A seguito delle raccomandazioni inviate dalla Commissione Europea a giugno 2019, l’Italia ha elaborato e trasmesso a fine 2019 la versione definitiva del PNIEC (che non si discosta significativamente dalla proposta di fine 2018 in termini di struttura ed obiettivi al 2030).

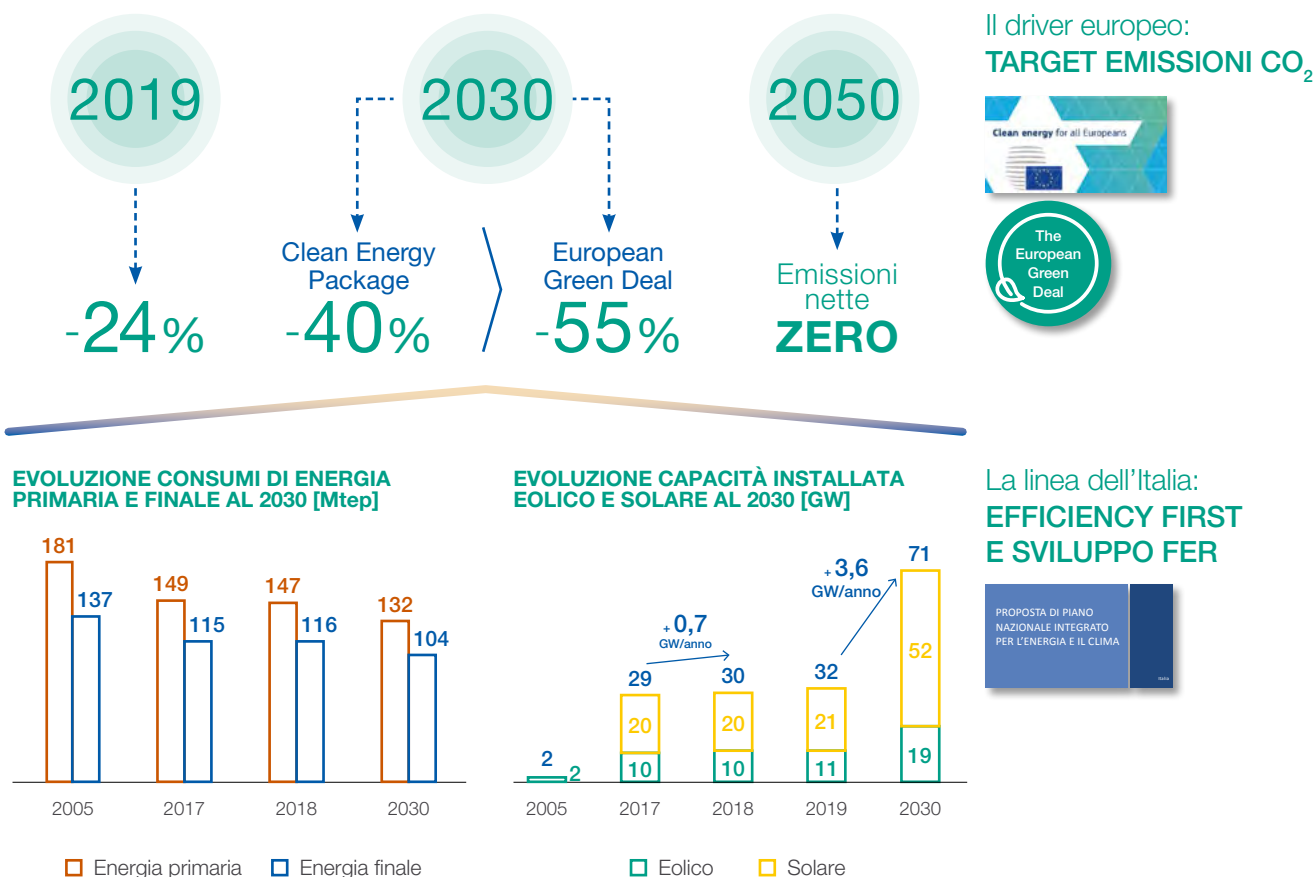
5 DIMENSIONI CHIAVE



Con riferimento al settore elettrico, si evidenziano obiettivi particolarmente sfidanti: nel 2030 le FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) dovranno coprire oltre la metà (55%) dei consumi lordi di energia elettrica (rispetto al 35% raggiunto nel 2019). A tale scopo entro il 2030 sarà necessaria l’installazione di ulteriori circa 40 GW di nuova capacità FER, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico.

Questi target, già molto ambiziosi, verranno tuttavia rivisti al rialzo nell’ambito del **“Green Deal”** europeo. Infatti, a gennaio 2020, con la comunicazione sul Green Deal (COM(2019)640), la Commissione UE ha delineato una nuova e più ambiziosa roadmap volta a rafforzare l’ecosostenibilità dell’economia dell’Unione e conseguire l’obiettivo della neutralità climatica per il 2050, superando gli obiettivi già stabiliti dal Clean energy package (CEP). **Lo scorso 11 dicembre, il Consiglio europeo ha approvato il nuovo obiettivo UE vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, in luogo dell’obiettivo**

di riduzione del 40% già fissato con il CEP. Questo significa che verosimilmente gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi elettrici già fissati dal Piano Energia e Clima italiano dovranno essere riformulati in modo più ambizioso. Il processo per formulare proposte legislative dettagliate verrà avviato nel giugno 2021 e dovranno essere prese in considerazione azioni da implementare in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili.



La sfida in corso è dunque enorme. Per raggiungere degli obiettivi così ambiziosi è richiesto un **profondo mutamento del paradigma energetico** e pertanto risulta necessario un **pieno coinvolgimento** ed impegno da parte di tutta la **comunità internazionale**, includendo stakeholder, istituzioni internazionali, policy maker nazionali, mondo finanziario, settori industriali e società civile. Tutti saranno chiamati a contribuire in misura crescente nella consapevolezza che dal successo della transizione verso un sistema a basso impatto di carbonio dipende la salvaguardia del benessere del pianeta e delle future generazioni.

Sarà necessario mettere in atto una serie di azioni:

1. Investimenti nelle reti elettriche, per potenziare le cosiddette dorsali di trasporto Nord-Sud, le interconnessioni con le isole e con l'estero e favorire la piena integrazione delle fonti green. Nel nuovo Piano Industriale 2021-2025, presentato lo scorso novembre, Terna ha annunciato investimenti nello sviluppo della rete elettrica per 8,9 miliardi di euro, il valore più alto di sempre per il nostro Paese.
2. Abilitare lo sviluppo delle risorse (FER, accumuli, impianti a gas) attraverso segnali di prezzo di lungo termine per stimolare gli investimenti e snellimento dei processi autorizzativi.
3. Promuovere l'elettificazione dei consumi, in quanto il vettore elettrico è intrinsecamente efficiente ed in grado di portare in maniera diretta l'energia prodotta dalle fonti rinnovabili a tutti i settori di consumo.
4. Guidare l'evoluzione del mercato dei servizi di flessibilità abilitando la partecipazione delle FER e delle risorse distribuite (domanda, impianti di piccola taglia, veicoli elettrici), il cui contributo sarà sempre più importante man mano che la disponibilità di risorse tradizionali diminuirà.

Con riferimento al primo punto, le **infrastrutture energetiche**, ed in particolare le **reti di trasmissione di energia elettrica**, svolgono e svolgeranno un **ruolo fondamentale**, rappresentando uno degli **strumenti abilitanti** al raggiungimento dei **target di decarbonizzazione, efficienza e integrazione delle fonti rinnovabili**.

Lo **sviluppo dell'infrastruttura di trasmissione diventa perciò cruciale** per far fronte alla crescente immissione di energia elettrica dagli impianti a fonte rinnovabile, soprattutto intermittenti quali eolico e fotovoltaico. Durante il 2020, contraddistinto a livello mondiale dalla pandemia Covid-19, il Sistema Elettrico Italiano ha fatto registrare un *"flash forward"* in questo senso. La riduzione del fabbisogno di energia elettrica conseguente all'applicazione delle misure più severe ("lockdown" totale) per il contenimento della diffusione del virus, infatti, ha portato alla riduzione della generazione di energia elettrica da fonti tradizionali programmabili (ad esempio centrali a carbone e a gas naturale), a fronte di una maggiore penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (eolico e solare). Si sono pertanto verificate configurazioni del sistema energetico caratterizzate da alcune analogie e similarità con quanto previsto dal PNIEC al 2030. Nonostante l'assoluta eccezionalità delle condizioni verificatesi, la robustezza dell'infrastruttura di rete e le azioni di sistema intraprese da Terna hanno fatto in modo che fosse sempre garantita la sicurezza, l'adeguatezza e l'affidabilità del sistema elettrico italiano.

Tuttavia il raggiungimento dei target energetici e climatici indicati dal Piano Nazionale per l'Energia e il Clima comporterà il fatto che tali scenari e condizioni del sistema energetico ed elettrico, oggi considerate come eccezionali, diventino sempre più frequenti e sistemiche, rendendo pertanto **ancora più complesso e sfidante** il compito di Terna di garantire la qualità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica.

Quanto riportato è solo un esempio dei mutamenti del sistema energetico che saranno necessari per il raggiungimento dei target prefissi, mutamenti che **non saranno a impatto zero per il sistema elettrico** ma dovranno inevitabilmente essere accompagnati da un **continuo processo di sviluppo, ammodernamento e digitalizzazione delle infrastrutture di trasmissione**, affinché tale trasformazione sistemica possa avvenire sempre garantendo la sicurezza, l'adeguatezza, la sostenibilità, la qualità del servizio e l'efficienza del sistema. Perché ciò avvenga, risulta fondamentale che la pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione venga effettuata valutando degli **scenari energetici previsionali** che traccino le possibili traiettorie di sviluppo dell'attuale sistema energetico in modo tale da **poter contemplare già in sede di pianificazione** quelle **esigenze e problematiche** che sono legate al processo di transizione ecologica, assistendo così il TSO nell'**individuazione degli investimenti e sviluppi infrastrutturali più adeguati** per le condizioni a venire nell'orizzonte di medio e lungo termine.

È per questo che i **gestori di rete a livello europeo e nazionale** hanno elaborato differenti **scenari prospettici** che descrivono **qualitativamente e quantitativamente i possibili sviluppi futuri dei sistemi energetici**, recependo, in alcuni di essi, anche gli **obiettivi energetici e climatici internazionali e nazionali** in modo da poter **identificare quegli interventi di sviluppo che sono abilitanti al loro conseguimento**.

Gli Scenari ENTSOs

3.3

In accordo con gli Articoli 8(3)(b) del Regolamento 714/2009³ e 8(3)(b) del Regolamento 715/2009⁴, **ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ed **ENTSO-G** (European Network of Transmission System Operators for Gas) devono pubblicare il proprio Piano Decennale di Sviluppo della Rete europea (**TYNDP** – Ten-Years Network Development Plan) con cadenza biennale. Tali piani sono finalizzati alla programmazione degli investimenti e al monitoraggio degli sviluppi della rete di trasmissione europea. Proprio al fine di **poter valutare e analizzare le esigenze future** e l'impatto dei vari progetti inseriti nel TYNDP (come richiesto dal Regolamento EU 347/2013⁵), gli **ENTSOs valutano** le rispettive **infrastrutture elettriche e gas** in un **set di scenari energetici congiunti, elaborati con cadenza biennale**, che rappresentano diverse possibili traiettorie (pathways) di sviluppo verso il futuro sistema energetico europeo, in maniera tale da poter individuare quegli investimenti che contribuiscono maggiormente alla realizzazione degli **obiettivi della politica energetica europea**.

3.3.1 Il processo europeo

A partire dal **TYNDP 2018**, gli **scenari sviluppati in ambito ENTSOs** sono costruiti **congiuntamente dai TSOs elettrici e gas** al fine di sviluppare scenari e storyline, ovvero le principali ipotesi e assunzioni che forniscono una descrizione qualitativa ma vincolante della possibile evoluzione di uno scenario, che siano coerenti e condivisi tra i diversi soggetti coinvolti nella transizione ecologica.

Gli scenari europei sono costruiti al fine di:

- **rappresentare le traiettorie necessarie al raggiungimento dei target di decarbonizzazione dettati dalle policy**, che consentono di individuare quelle infrastrutture che sono necessarie a garantire la sicurezza e l'efficienza della rete elettrica e che al tempo stesso sono in grado di abilitare il processo di decarbonizzazione del settore elettrico entro il 2040 e di tutti gli altri entro il 2050;
- **mettere a fattor comune conoscenze e know-how di ENTSO-E e ENTSG** nello sviluppo degli scenari, utilizzando la conoscenza settoriale e l'expertise nel pianificare lo sviluppo dell'infrastruttura energetica;
- **rappresentare un punto di riferimento nel processo di raccolta di input** da una vasta pletora di stakeholders coinvolti nel settore energetico;
- rispondere alla necessità di una sinergia sempre più crescente fra i settori elettricità e gas, in termini di *sector integration*, indispensabile al fine di **raggiungere i target di decarbonizzazione**.

Anche il processo di predisposizione del **TYNDP 2020** si è caratterizzato per la collaborazione tra le due associazioni con l'intento di **sviluppare un set di scenari energetici** che consentano di combinare e modellizzare gli input ricevuti da TSOs, stakeholders, ONG e Autorità di Regolazione Nazionali. Gli scenari ENTSOs elaborati per il TYNDP 2020 presentano **differenti pathways di decarbonizzazione**, sempre evidenziando il **ruolo centrale del consumatore** come elemento chiave abilitante della transizione ecologica. Attualmente è inoltre in corso, con termine ultimo previsto per la fine del 2021, il processo di definizione dei nuovi scenari congiunti che saranno utilizzati nel TYNDP 2022.

³ Consultabile al link: "<https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:IT:PDF>"

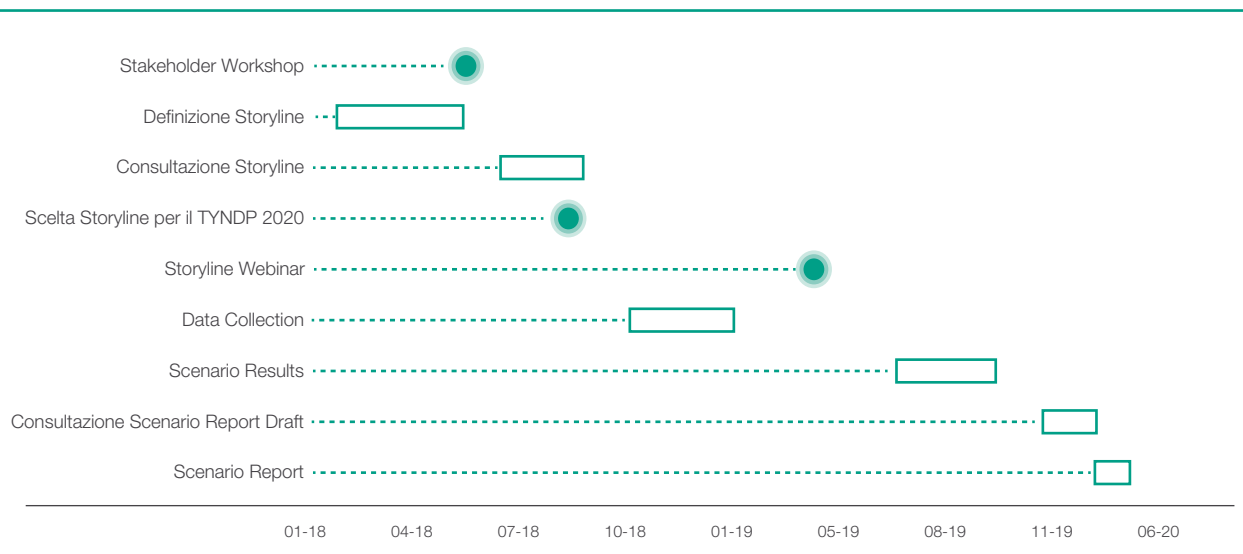
⁴ Consultabile al link: "<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&from=EN>"

⁵ Consultabile al link: "<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0347&from=EN>"

Gli **step principali** del processo di *scenario building* (Figura 6) sono:

- **Definizione delle storyline** – in questa prima fase si sceglie l'approccio alla base di ciascuna storyline (Bottom Up, nel caso in cui il sistema sia lasciato libero di evolvere senza l'imposizione di particolari vincoli, o Top Down, nel caso in cui l'evoluzione del sistema sia finalizzata al raggiungimento di specifici obiettivi), si individuano i principali parametri macroeconomici e si selezionano i driver alla base delle previsioni del prezzo delle commodities.
- **Definizione di metodologie e linee guida** - in questa fase si individuano metodologia e linee guida necessari alla definizione quantitativa delle storyline, tramite l'utilizzo di dati di input forniti dai TSOs. Tale processo è fondamentale in quanto consente di definire il passaggio dalle storyline ai modelli di calcolo da utilizzare per effettuare studi e simulazioni.
- **Data Collection** – in questa fase, ogni TSO fornisce un forecast di dati per la costruzione degli scenari (es. previsione della domanda annuale, installato termoelettrico, penetrazione di veicoli elettrici ecc...) ed entrambi gli ENTSOs sviluppano delle specifiche GuideLine al fine di garantire coerenza tra i diversi set di dati forniti da ciascun TSO.
- **Costruzione degli scenari** – in questa fase si quantificano gli elementi qualitativi precedentemente definiti per ciascuna storyline tramite la metodologia sviluppata. In particolar modo, si quantifica la domanda energetica, diversificandola per settore, tecnologia e vettore, si effettuano analisi di mercato per individuare il mix energetico che comporrà l'offerta previsionale e infine si effettua un check di coerenza con la storyline di partenza.
- **Consultazione dei risultati ottenuti nei vari step** – i risultati ottenuti vengono pubblicati in un report e sono condivisi per consultazione con i diversi stakeholder interessati tramite la stesura di un report e contestuale pubblicazione del pacchetto dati a supporto, in maniera tale da certificare la coerenza degli output ottenuti con la relativa storyline.

FIGURA 6 *Scenario Building Process - TYNDP 2020*



La fase di **Definizione delle Storyline** è terminata a Settembre 2018 con la fine del processo di consultazione delle storyline, che sono state presentate in occasione del workshop del 29 Maggio 2018 tenutosi a Bruxelles. Durante questo evento, sono state presentate agli stakeholders le **cinque storyline** che sono state sviluppate a livello europeo, con le rispettive matrici e i target di riduzione delle emissioni ipotizzati per ciascuno scenario per i differenti orizzonti temporali ("time horizon").

La Matrice Centrale di uno scenario descrive in modo qualitativo, per ciascuna storyline, la traiettoria di evoluzione dallo stato attuale al 2050 sia del mix energetico primario per fonte sia delle tecnologie impiegate negli usi finali, per vettore energetico (es. pompe di calore ibride, veicoli elettrici ecc). Pertanto, le matrici rappresentano una visione ad alto livello del sistema energetico europeo al 2050, identificando le principali differenze, in termini qualitativi, dei vari pathways tra loro e rispetto ad oggi.

Anche la percentuale di riduzione delle emissioni di CO₂ e la traiettoria con cui gli obiettivi di decarbonizzazione vengono raggiunti risultano altrettanto importanti per descrivere e differenziare tra loro le storyline. Tutte le storyline proposte, ad eccezione del Delayed Transition, soddisfano i target energetici e climatici europei al 2020, 2030 e 2050. Ma, mentre le storylines Global Ambition e Distributed Energy risultano particolarmente ambiziose, prevedendo una completa decarbonizzazione al 2050, in linea con i target climatici di contenimento del surriscaldamento globale previsti dall'Accordo di Parigi, le storyline National Trend ed European Focus risultano più conservative essendo caratterizzate da una riduzione di emissioni climalteranti di almeno 80% rispetto al 1990, consentendo comunque il raggiungimento degli obiettivi minimi europei di decarbonizzazione al 2050. Terminata la fase di definizione delle storyline e di Data Collection dai TSO (conclusa ad inizio 2019), è iniziata la fase di costruzione degli scenari, che ha consentito di quantificare il mix energetico futuro, valorizzando i vari pathways verso la transizione ecologica. Il processo di costruzione degli scenari, con la piena definizione di tutti gli elementi chiave quali domanda e mix di generazione, si è concluso a Febbraio 2020, cui è seguita la pubblicazione dei risultati finali nello Scenario Report nel Giugno 2020.

3.3.2 Le storyline europee

A seguire sono elencate le storyline proposte per il TYNDP 2020:

- **National Trends:** la storyline si basa sui target energetici e di decarbonizzazione al 2030 condivisi a livello europeo e declinati nei vari NECPs (National Energy and Climate Plans - ovvero i Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima elaborati dai singoli paesi). Il processo di costruzione dello scenario si avvale dei dati forniti dai TSO in termini di declinazione tecnologica e di scelte di mercato che corrispondono ad una traiettoria di sviluppo che consente per il singolo Stato Membro il raggiungimento dei target di policy in input allo scenario.
- **Global Ambition:** in questa storyline viene ipotizzato un effort condiviso a livello mondiale finalizzato al raggiungimento degli obiettivi energetici e di decarbonizzazione, prevedendo in particolare l'ambizioso raggiungimento di una piena decarbonizzazione al 2050. La storyline si caratterizza per una generazione prevalentemente di tipo centralizzato e per la competitività economica di tecnologie emergenti come l'eolico offshore e il Power-to-X, lato offerta, e come l'hydro storage ed il P2G, lato accumuli, grazie all'economia di scala.
- **European Focus:** la storyline prevede il raggiungimento dei target energetici e climatici europei nel breve e medio periodo, mentre nel lungo termine ipotizza un trend di sviluppo coerente con la Roadmap 2050, prevedendo il raggiungimento dell'80% di riduzione delle emissioni di GHG al 2050 vs 1990. Policy ed evoluzione delle principali tecnologie caratteristiche dello scenario sono in linea con la visione espressa dalla Commissione Europea.
- **Distributed Energy:** è una storyline in cui la transizione ecologica è basata su uno sviluppo decentralizzato del sistema. In particolar modo, il consumatore riveste sempre più il ruolo attivo, di prosumer, partecipando al mercato e fornendo un contributo significativo verso la decarbonizzazione. Come il Global Ambition, anche questa storyline punta ad una piena decarbonizzazione al 2050.
- **Delayed Transition:** in questa storyline si ipotizza che gli sforzi finalizzati al raggiungimento dei target energetici e climatici sono tali da non consentirne il conseguimento entro gli anni orizzonte previsti. Infatti, la riduzione delle emissioni di gas climalteranti che caratterizza lo scenario è solo del 69% rispetto ai livelli del 1990 e inoltre lo scenario non consente neanche il pieno soddisfacimento dei target al 2030.

Delle storyline sopra descritte, al termine del processo di consultazione, ne sono state scelte tre per il passaggio allo step successivo di quantificazione e costruzione dello scenario. Le storyline selezionate sono National Trends, Global Ambition e Distributed Energy (queste storyline sono state riprese anche nel nuovo processo TYNDP 2022), ulteriormente dettagliate a seguire:

- **National Trends:** è uno scenario in cui il raggiungimento dei target si basa sui Piani Nazionali per l'Energia e il Clima (NECPs) dei singoli Stati Membri, non presentando pertanto una traiettoria europea e/o globale comune a livello tecnologico ma Matrici Centrali declinate da ciascuno stato in linea con il proprio Piano Integrato.
- **Distributed Energy:** è uno scenario policy driven, in cui il raggiungimento dei target si basa su tecnologie innovative e distribuite. Le caratteristiche principali di tale storyline sono:
 - centralità del consumatore che riveste un ruolo sempre più attivo, affermandosi come prosumer;
 - Sviluppo del trasporto pubblico e del car sharing e diffusione dei veicoli elettrici;
 - elettrificazione dei consumi, in particolare termici e industriali, puntando al tempo stesso anche sull'efficientamento energetico;
 - decarbonizzazione del mix di generazione, ricorso a gas rinnovabili ed a tecnologie per il contenimento delle emissioni come il Carbon Capture and Storage (CCS) e ampio utilizzo di biomasse e fonti geotermiche;
 - crescita significativa della generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile, con un'ampia diffusione soprattutto di tecnologie rinnovabili distribuite quali fotovoltaico di tipo small-scale;
 - sviluppo tecnologico e diffusione di sistemi di accumulo, soprattutto di tipo distribuito.
- **Global Ambition:** è uno scenario policy driven, in cui il raggiungimento dei target si basa sull'economia di scala e sulle tecnologie di tipo centralizzato. Le caratteristiche principali di tale storyline sono:
 - ampia penetrazione di veicoli a emissioni zero come i veicoli elettrici nel trasporto passeggeri ed i veicoli alimentati a gas verde e idrogeno nel trasporto pesante;
 - spinta globale verso la decarbonizzazione che porta ad un progressivo efficientamento energetico, puntando principalmente sul vettore elettrico e sui Green Gas;
 - applicazione di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) soprattutto nei processi in cui i combustibili fossili non possono essere sostituiti;
 - eolico e solare di grandi dimensioni sono le principali fonti di generazione di energia rinnovabile;
 - decarbonizzazione del parco termoelettrico, con la sostituzione delle centrali a carbone con quelle alimentate a gas, ricorrendo anche a gas rinnovabili e decarbonizzati;
 - ricorso, nel lungo termine, al Power-to-Gas e allo storage centralizzato come principali tecnologie utili per il bilanciamento delle fonti rinnovabili, ma con una penetrazione inferiore a quella prevista nel Distributed Energy.

In *Figura 7* è riportata la Matrice Centrale delle tre storyline selezionate, descrivendone la traiettoria di evoluzione ipotizzata dallo stato attuale al 2050⁶.

⁶ Rielaborazione Terna, fonte "Final ENTSOs' TYNDP 2020 Scenario Storylines" https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408_WGSB_Scenario%20Building%202020_Final%20Storyline%20Report.pdf

FIGURA 7 *Matrice Centrale*

SCENARIO		2050 SCENARIO		
CATEGORIA	CRITERIO	NATIONAL TRENDS	GLOBAL AMBITION	DISTRIBUTED ENERGY
Mix Energetico Primario	Carbone	VVV	VVV	VVV
	Olio	VV	VVV	VVV
	Nucleare	VV	VV	VVV
	Hydro	<>	<>	<>
	Geotermico	<>	^	^^
	Biomassa	^	^^	^^^
	Green Gas Importato	^	^^^	^
	Gas Naturale	V	VV	VVV
	Eolico Onshore	^^	^^^	^^^
	Eolico Offshore	^^	^^^	^^
	Solare	^^	^^	^^^
	Eolico per P2G	^	^	^^
	Solare per P2G	^	^	^^^
	Green Liquid Fuel Importato	^	^^	^
Calore ad Alta Temperatura	Domanda totale	<>	V	V
	Domanda elettrica	^	^	^^
	Domanda Gas	^	^^	<>
Calore a Bassa Temperatura	Domanda Totale	V	VV	VV
	Domanda elettrica	^	^	^^^
	Domanda Gas	V	^^	VV
Trasporti	Domanda totale	V	VV	VV
	Domanda elettrica	^	^^	^^^
	Domanda Gas	^	^^	^
Power ed illuminazione	Domanda elettrica	<>	V	V

Legenda:

Alta Crescita

Crescita Moderata

Bassa Crescita

Stabile

Bassa Riduzione

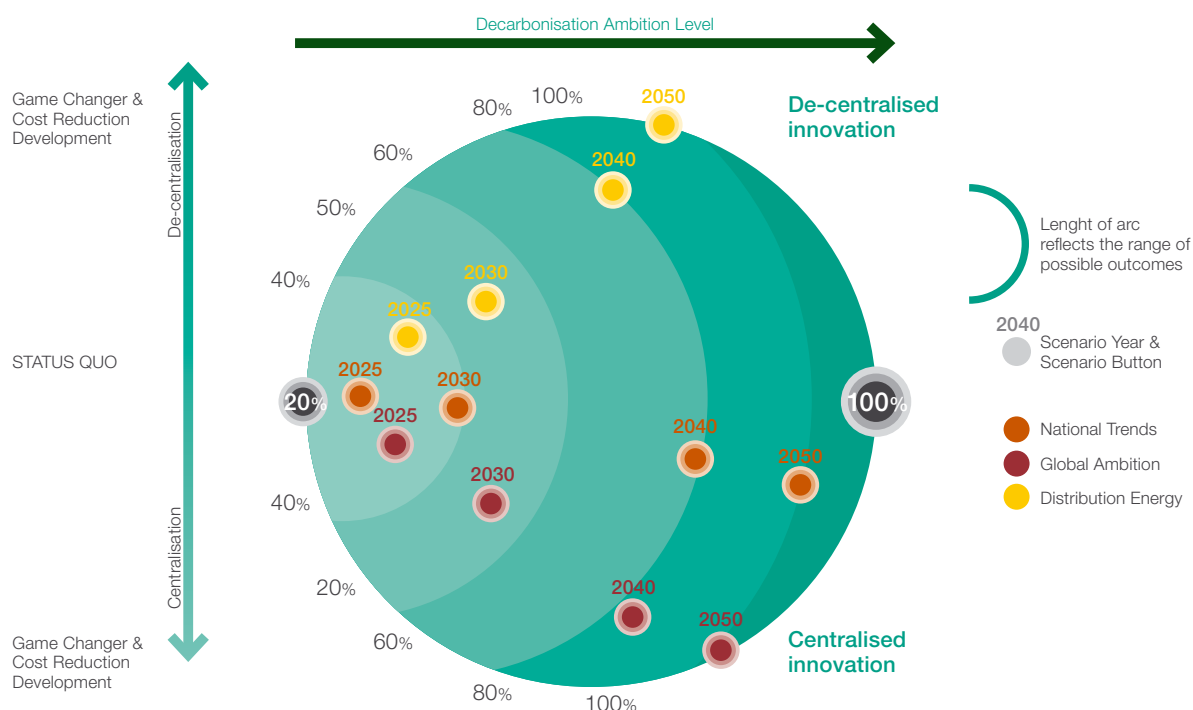
Riduzione Moderata

Non più Presente

Rielaborazione Terna, fonte "Final ENTSOs' TYNDP 2020 Scenario Storylines" https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408_WGSB_Scenario%20Building%202020_Final%20Storyline%20Report.pdf

Anche se tutte le storyline individuate garantiscono il soddisfacimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti nel medio e nel lungo termine, differisce tra loro l'approccio alla decarbonizzazione del sistema. Infatti, la transizione ecologica può avvenire secondo traiettorie che possono privilegiare o un assetto centralizzato del sistema energetico o un approccio distribuito, come evidenziato nella *Figura 8*. Il grafico rappresenta le storyline selezionate riportando sull'asse delle ascisse la riduzione percentuale delle emissioni rispetto al livello del 1990, mentre sull'asse delle ordinate il livello di centralizzazione (semiasse negativo) o di decentralizzazione (semiasse positivo) caratteristico della storyline per il raggiungimento dei target. In particolare, si può osservare come, a parità di riduzione di GHG al 2050, mentre il Global Ambition presenta un approccio centralizzato per il raggiungimento dei target, nel Distributed Energy la traiettoria ipotizzata privilegia la diffusione di tecnologie distribuite.

FIGURA 8 *Confronto tra le storyline selezionate con focus su: raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni vs 1990 e approccio centralizzato/decentralizzato⁷*



⁷ Rielaborazione Terna, fonte "Final ENTSOs' TYNDP 2020 Scenario Storylines" https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408_WGSB_Scenario%20Building%202020_Final%20Storyline%20Report.pdf

Gli scenari del Piano di Sviluppo 2021

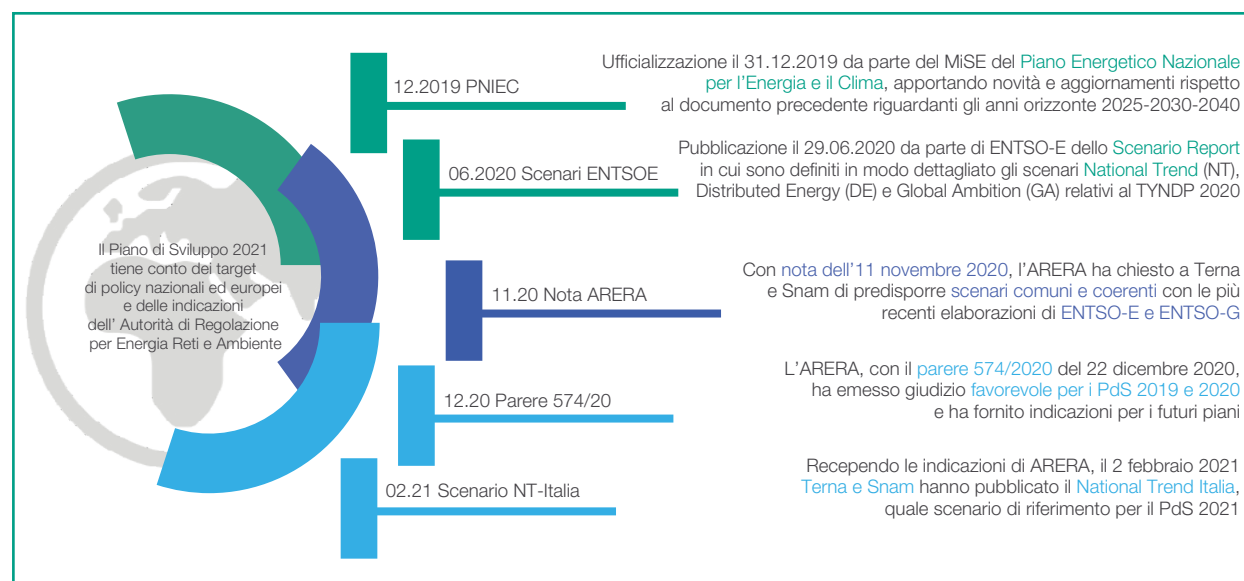
In questo paragrafo sono illustrati gli scenari energetici che Terna ha selezionato al fine di valutare gli interventi di sviluppo dell'infrastruttura di trasmissione mediante Analisi Costi - Benefici. Occorre precisare tuttavia che gli scenari sviluppati di tipo "Top Down", ovvero gli scenari che prevedono il raggiungimento di target energetici e climatici previsionali, sono stati costruiti in coerenza con gli obiettivi declinati nel *Clean Energy Package*, nella versione revisionata al 2019, e nel documento di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima del 2019. Tuttavia, nel corso del 2020, con l'*European Green Deal*, l'Unione Europea ha delineato una nuova ambiziosa strategia energetica e climatica che implicherà necessariamente una revisione a rialzo degli obiettivi fissati in precedenza. Di conseguenza andranno pertanto rivalutate le esigenze infrastrutturali che saranno necessarie per accompagnare una transizione ecologica ancora più ambiziosa e sfidante, sempre garantendo la sicurezza, l'adeguatezza e l'affidabilità del sistema elettrico. Al tempo stesso ciò implica che le opere pianificate da Terna, soprattutto quelle finalizzate ad abilitare tale radicale cambio di paradigma, risulteranno ancora più essenziali per il sistema, e consentiranno pertanto di apportare benefici superiori rispetto a quelli ad oggi quantificati.

3.4.1 Gli scenari nazionali di riferimento

Al fine di raggiungere anche a livello nazionale gli obiettivi energetici e climatici di policy è necessaria una stretta collaborazione tra i principali attori del settore energetico italiano, per poter definire una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico. Per tale motivo è stata istituita una stretta collaborazione fra Terna e Snam finalizzata all'elaborazione di scenari energetici previsionali nazionali, con la stesura del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS), propedeutico alla predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas a livello italiano.

Le attività sono state svolte nel rispetto di quanto definito dall'ARERA nelle deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/gas, che hanno disposto il coordinamento per l'elaborazione degli scenari per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione

FIGURA 9 *Milestones di contesto del processo di predisposizione del Piano di Sviluppo 2021*



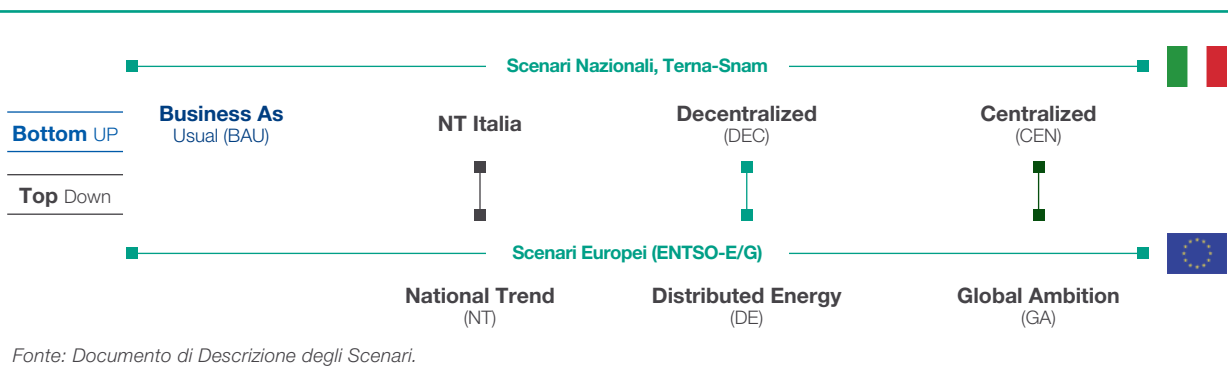
e di trasporto del settore elettrico e del gas, ed in coerenza al processo europeo in cui ENTSO-E ed ENTSO-G elaborano congiuntamente gli scenari energetici da utilizzare nel Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Inoltre, nel corso del 2021, in ottemperanza alla delibera n. 574/2020/R/eel e alla delibera n. 539/2020/R/gas, il 02 febbraio Terna e Snam hanno pubblicato un aggiornamento al rapporto del 2019, aggiungendo lo scenario "National Trend Italia", coerente con lo scenario "National Trend" sviluppato da ENTSO-E ed ENTSG per il Piano di Sviluppo europeo (TYNDP 2020) e al tempo stesso in linea con la versione finale del Piano Integrato per l'Energia e il Clima di dicembre 2019.

All'interno del DDS 2019, integrato dalla pubblicazione di febbraio 2021 contenente l'aggiornamento dello scenario di policy nazionale⁸, sono stati descritti e analizzati 4 diversi scenari su un orizzonte temporale che si estende fino al 2040:

- Uno **scenario a politiche correnti, Business As Usual (BAU), che proietta inercialmente i trend attuali** ed è di tipo **technology-driven**⁹, in cui il sistema è lasciato libero di evolvere senza imposizione di vincoli o target e lo sviluppo tecnologico è basato soltanto sul merito economico (approccio Bottom Up);
- Lo scenario **PNIEC**, sostituito a febbraio 2021 dallo scenario **NT Italia**, che rappresenta lo scenario energetico nazionale che si basa su target e indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e sullo scenario National Trend europeo. In tale scenario è previsto il raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione attualmente in vigore, efficienza energetica e penetrazione delle risorse rinnovabili (approccio Top Down);
- **Due scenari di sviluppo, Centralized (CEN) e Decentralized (DEC)**, scenari di **policy** o **technology-pull**, in cui la diffusione delle tecnologie e l'evoluzione attesa del sistema sono previsti in funzione del raggiungimento di specifici target imposti, ovvero nel caso in esame i target nazionali ed europei di decarbonizzazione, di efficienza energetica e integrazione FER al 2030, rispettando inoltre le indicazioni non vincolanti di limitazione delle emissioni di CO₂ di lungo termine definite dalla Roadmap 2050 (approccio Top Down).

Nella definizione ed elaborazione di tali scenari il gruppo di lavoro ha cercato di garantire la massima coerenza con le analoghe attività di predisposizione di scenari di lungo termine in corso di sviluppo da parte delle associazioni europee degli operatori di trasmissione (TSO) power e gas (ENTSO-E ed ENTSG). In **Figura 10** viene illustrata la corrispondenza logica tra gli scenari europei e gli scenari nazionali. Il disallineamento temporale tra i processi di elaborazione, ed un maggiore livello di dettaglio nelle analisi condotte a livello nazionale hanno comportato che gli scenari elaborati nel tavolo di lavoro Terna-Snam risultino simili ma non uguali ai loro corrispondenti scenari europei.

FIGURA 10 *Coerenza tra scenari italiani ed europei*



Tutti gli scenari di tipo *policy driven* (Top Down) sono sviluppati coerentemente con i target energetici e climatici declinati all'interno del Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima italiano.

Infatti, in accordo al nuovo **"Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima"**, l'Italia ha elaborato il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima**, documento di carattere decennale redatto MISE, MATTM, MIT con la collaborazione di GSE, RSE, ISPRA, ENEA, PoliMi e pubblicato dal MISE il 21 Gennaio 2020.

⁸ In ottemperanza alla delibera n. 574/2020/R/eel e alla delibera n. 539/2020/R/gas, il 02 febbraio 2021 Terna e SNAM hanno integrato il Documento di Descrizione degli Scenari con la pubblicazione dello scenario National Trend Italia, in linea con la richiesta ARERA di predisporre scenari comuni e coerenti con le più recenti elaborazioni di ENTSOe e ENTSG, eventualmente revisionati in alcune delle loro ipotesi e/o approcci con gli ultimi aggiornamenti nazionali

⁹ Sono ipotizzati meccanismi di switching tecnologico solamente basati sul merito economico (ad es. passaggio da caldaie tradizionali a caldaie a condensazione solo quando la tecnologia diventa più conveniente).

Il Piano Integrato inviato, **valido per il periodo temporale 2021-2030, individua obiettivi, traiettorie e misure, declinate nelle cinque dimensioni dell'Unione dell'Energia, che rappresentano il contributo dell'Italia** in qualità di Stato Membro al **raggiungimento dei target europei al 2030** e con cui al tempo stesso si intende “dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per una economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente”.

La versione finale del documento ha visto un processo di ampia condivisione e partecipazione degli stakeholders, i cui feedback sono stati contemplati in occasione della stesura finale del documento. I principali step del processo di finalizzazione del Piano Integrato sono stati:

- consultazione istituzionale e consultazione pubblica;
- Valutazione Ambientale Strategica (VAS);
- collaborazione con gli Stati confinanti per valutare la coerenza delle previsioni dei rispettivi Piani;
- interlocuzione con la Commissione Europea, che, dopo aver avviato l'iter di valutazione delle Proposte di Piano pervenute, ha fornito all'Italia il 16 Giugno 2019 le proprie raccomandazioni sulla proposta italiana;
- condivisione dei contenuti con Regioni ed Enti Locali.

In aggiunta il Regolamento Governance, oltre a prevedere delle relazioni intermedie di carattere biennale per monitorare l'attuazione dei Piani Klima ed Energia, ha introdotto un processo di aggiornamento e revisione degli obiettivi e delle misure indicate nei Piani Integrati, a cadenza decennale.

I principali target energetici e climatici indicati nel PNIEC al 2030 e caratterizzanti lo scenario di policy definito a supporto del Piano Integrato sono:

- La **riduzione del 33% delle emissioni di gas ad effetto serra** rispetto ai livelli del **2005** per tutti i settori non **ETS¹⁰**;
- La **riduzione del 43% dei consumi di energia primaria** rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007¹¹;
- Il raggiungimento di un livello di **penetrazione delle rinnovabili pari al 30% sui consumi finali lordi** di energia. Tale target è poi declinato su tre differenti settori, elettrico, termico e trasporti, come elencato a seguire:
 - per il **settore elettrico**, il raggiungimento della quota di circa il **55,4% sui consumi elettrici finali lordi**;
 - per il **settore termico**, una quota minima **FER del 33,1% sui consumi finali lordi**, ovvero nel riscaldamento e nel raffrescamento;
 - per il **settore dei trasporti**, il raggiungimento della percentuale minima di rinnovabili nel pari al **21,6% dei consumi energetici del settore**.
- Un **target di interconnessione del 10%**, calcolato come rapporto tra Net Transfer Capacity (NTC) delle interconnessioni e capacità di generazione netta installata.

Inoltre, nel Piano Integrato, tra i principali obiettivi e le relative misure necessarie al loro conseguimento, si evidenziano:

- il **totale phase-out** del carbone dalla generazione elettrica **entro il 2025**;
- una significativa promozione dello sviluppo e dell'**integrazione delle fonti rinnovabili** nel sistema elettrico, **minimizzando congestioni di rete e overgeneration** (fino a valori di circa massimo 1 TWh al 2030) e garantendo sempre la sicurezza e l'adeguatezza del sistema;
- l'**incremento della resilienza e della flessibilità** del sistema e delle reti verso fenomeni meteorologici estremi;
- la **realizzazione del Piano infrastrutturale 2018 di Terna** nonché ulteriori rinforzi di rete lungo le dorsali Nord – Sud;
- un importante **sviluppo di nuovi sistemi di accumulo centralizzato**, sia di tipo idroelettrico sia elettrochimico, per un totale di almeno 6 GW, in aggiunta ad accumuli distribuiti accoppiati agli impianti di generazione¹², oltre che l'**incremento di utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti**;

¹⁰ I settori coinvolti risultano: trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel sistema Emission Trading System (ETS), agricoltura e rifiuti.

¹¹ Scenario tendenziale ottenuto dal modello PRIMES, modello del sistema energetico europeo utilizzato per gli scenari europei e di tutti i Paesi Membri.

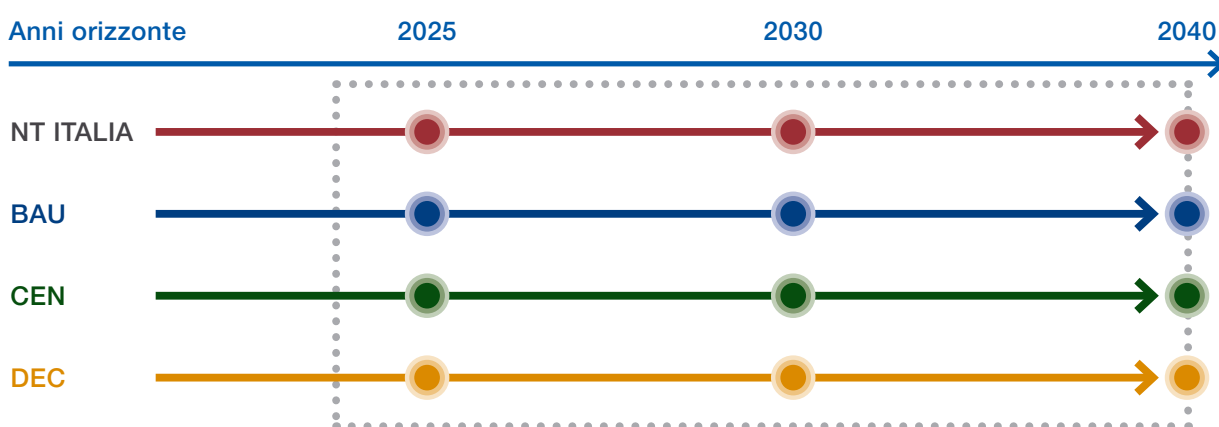
¹² Per una capacità di accumulo stimata di 15 GWh, all'incirca equivalenti a 4,5 GW.

- la semplificazione e velocizzazione delle procedure autorizzative per l'esecuzione delle opere necessarie per garantire la sicurezza, la flessibilità e l'adeguatezza del sistema (es. interventi di potenziamento e ammodernamento della rete elettrica di trasmissione e distribuzione e nuovi impianti di accumulo), rafforzando la consultazione e l'informazione degli stakeholders, nonché la sensibilizzazione delle popolazioni locali;
- l'implementazione di nuovi meccanismi di mercato della capacità, finalizzati all'approvvigionamento a medio-lungo termine di risorse da parte del TSO, anche estere, necessarie a garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema con procedure trasparenti, concorrenziali e meno onerose per la collettività, in particolare valorizzando soluzioni tecnologicamente avanzate e a basso impatto ambientale;
- il sostegno ad un uso attivo della domanda insieme alla promozione di un ruolo sempre più attivo da parte del consumatore, rendendo cittadini e imprese protagonisti e beneficiari della transizione ecologica;
- la **promozione** alla diffusione dei **veicoli elettrici**, con il target di **6 milioni di auto ad alimentazione elettrica al 2030**, di cui **1,6 milioni di veicoli elettrici puri**;
- un pieno sostegno all'attività di ricerca e all'innovazione al fine di promuovere lo sviluppo di soluzioni innovative che agevolino il processo di transizione ecologica.

Il processo previsto di integrazione massiva di nuovi impianti rinnovabili nel sistema elettrico e di profonda decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano produrrà inevitabilmente profondi cambiamenti nel mix di produzione che dovranno necessariamente essere accompagnati da adeguati investimenti per lo sviluppo e la modernizzazione delle infrastrutture energetiche. Per tale ragione il Piano Integrato ha quantificato per le reti di trasmissione la necessità di investimenti per un ammontare di circa 13 miliardi di euro¹³.

Gli **obiettivi, i target** e le **misure** sopra enunciate e riportate nel Piano Integrato **sono contemplati** nella **declinazione Terna** del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, ovvero **dello scenario NT Italia**, considerato nell'ambito sia del Piano di Sviluppo sia del Documento di Descrizione degli Scenari come **lo scenario di policy italiano e i cui target** di efficienza, penetrazione rinnovabile e riduzione delle emissioni climalteranti sono stati assunti come **riferimenti minimi** da raggiungere per gli **scenari** definiti nell'ambito del tavolo di lavoro congiunto **Terna – SNAM**.

FIGURA 11 *Anni orizzonte degli scenari di policy nazionale ed elaborati nel tavolo di lavoro congiunto Terna-SNAM*



¹³ Include il collegamento "Tyrrhenian Link".

3.4.2 Individuazione degli scenari di Piano

In accordo alla Delibera 627/2016/R/EEL così modificata e integrata dalle deliberazioni 856/2017/R/EEL e 692/2018/R/EEL, il Gestore del Sistema Elettrico individua 3 anni orizzonte per valutare mediante Analisi Costi Benefici gli interventi infrastrutturali di sviluppo, e in particolare:

- un anno di breve termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno del Piano decennale);
- un anno di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno del Piano decennale);
- un anno di lungo termine, individuato in coerenza con il TYNDP di ENTSO-E.

In ottemperanza a ciò, gli anni orizzonte individuati per il **Piano di Sviluppo 2021** sono il **2025**, **2030** e **2040**. Sulla base degli anni di entrata in esercizio delle opere di sviluppo, ai fini delle Analisi Costi Benefici, sono stati individuati i seguenti anni orizzonte in cui valutare gli interventi di sviluppo della rete di trasmissione:

- 2025 e 2030 per gli interventi con data di completamento antecedente al 2025;
- 2030 e 2040 per gli interventi con data di completamento compresa fra il 2026 e il 2030;
- 2040 per gli interventi con data di completamento successiva al 2030.

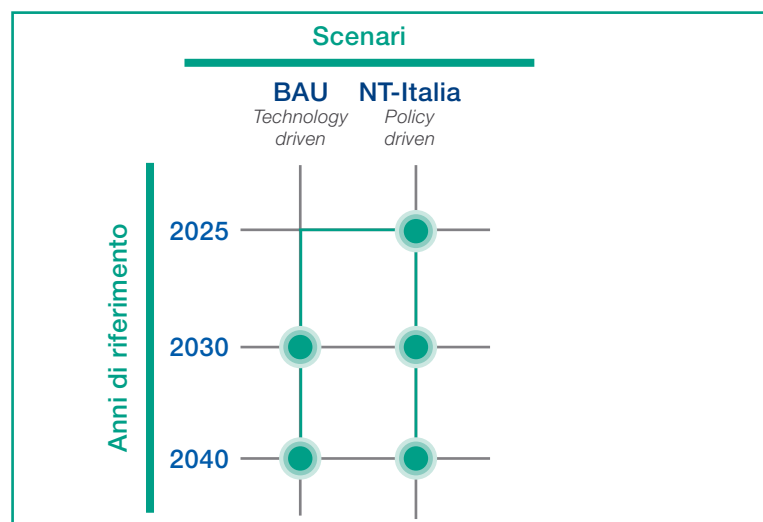
Per quanto concerne la scelta di quali scenari prospettici utilizzare per lo studio gli interventi negli anni orizzonte individuati, nella delibera si prevede che:

- l'anno oggetto di studio di breve termine (ovvero il 2025 come sopra indicato) venga principalmente rappresentato da un singolo scenario di riferimento;
- gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine (ovvero il 2030 e il 2040) siano analizzati mediante almeno due scenari differenziati contrastanti ("**contrasting scenarios**"), al fine di contemperare le incertezze associate ad orizzonti temporali più lunghi.

Alla luce di tali requisiti, per quanto riguarda l'anno studio di breve termine, per il Piano di Sviluppo 2021 si è scelto di utilizzare uno scenario che traguarda il 2025 che sia rispondente alle policy nazionali ed europee, ovvero lo **Scenario NT Italia 2025** (Figura 12), inteso come declinazione Terna delle indicazioni contenute nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e nel documento Final ENTSOs' TYNDP 2020 Scenario Storylines.

Per quanto riguarda gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine, in aggiunta allo **scenario NT Italia al 2030 e 2040**, selezionato per le stesse ragioni sopra menzionate, Terna, ha selezionato lo **Scenario BAU** (Figura 11) in quanto, essendo uno scenario a politiche correnti che non consente il raggiungimento dei target di decarbonizzazione, integrazione FER ed efficienza, si configura come decisamente contrastante allo scenario NT Italia, risultando pertanto una scelta in linea con la logica dei "**contrasting scenarios**".

FIGURA 12 **Scenari energetici ACB**



3.4.3 Principali parametri energetici degli scenari

Gli scenari rivestono un ruolo fondamentale all'interno del Piano di Sviluppo: essi infatti rappresentano il primo step per la valutazione delle potenziali criticità future del sistema elettrico e per la definizione degli investimenti infrastrutturali necessari a risolverle o a limitarne l'impatto. La costruzione di uno scenario si basa sulle seguenti milestones:

- **Definizione delle storyline e delle variabili in input:** valutazione di tutte le principali variabili esogene che influenzano il sistema elettrico, tra cui la crescita economica prevista, la variazione demografica, i prezzi delle principali commodities, il raggiungimento di target europei di decarbonizzazione ed efficienza energetica.

- **Definizione della domanda:** stima previsionale della domanda di energia elettrica tenendo conto dello sviluppo futuro di nuove tecnologie, quali ad esempio pompe di calore elettriche e veicoli elettrici, e dell'incremento di efficienza di quelle ad oggi esistenti.
- **Definizione dell'offerta:** determinazione del parco di generazione nazionale futuro in funzione del valore di domanda, di eventuali scelte di policy, dell'assetto futuro dei mercati che possono influenzare la sostenibilità economica degli impianti e di eventuali meccanismi di incentivazione previsti.

3.4.3.1 Le storyline degli scenari individuati

In questo paragrafo viene presentata una descrizione sintetica degli scenari utilizzati da Terna nel Piano di Sviluppo 2021 per valutare gli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale. Tali scenari sono una declinazione puntuale del lavoro congiunto svolto da Terna e Snam (scenario BAU e NT Italia).

Di seguito si riportano le principali caratteristiche delle storylines dei 2 scenari:

- **Business-As-Usual (BAU)** - È uno scenario **technology driven**, che proietta inerzialmente i trend attuali, nel quale non si prevede il raggiungimento né dei **target al 2030 contenuti nel Clean Energy for all European Package e declinati nella versione italiana di Piano Integrato, né dei target di lungo termine**. Anche se si ipotizzano soltanto minime misure di efficientamento energetico, si osserva una crescita moderata della domanda in virtù del fatto che si considera anche in prospettiva un utilizzo di caldaie a gas per il riscaldamento residenziale e in aggiunta una crescita di veicoli ibridi e a gas. Il **phase-out degli impianti a carbone** non viene trapiantato grazie a policy imposte, bensì per **ragioni economiche** e viene raggiunto soltanto dopo il 2030. Infine, lo scenario prevede investimenti minimi in termini di sviluppo di nuovi sistemi di accumulo.
- **National Trend Italia (NT Italia)** - È uno scenario policy-driven che consente il raggiungimento dei **target nazionali ed europei** indicati nel documento di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima pubblicato ad inizio 2020. Alla consistente diffusione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento civile e di veicoli elettrici non corrisponde una crescita sostenuta della domanda di energia elettrica in virtù delle **sfidanti misure di efficientamento energetico** previste. Lo scenario NT Italia è altresì caratterizzato dalla **totale dismissione della generazione termoelettrica a carbone già al 2025**¹⁴, riprendendo il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Infine si evidenzia una notevole crescita di impianti rinnovabili non programmabili, soprattutto eolico e fotovoltaico, insieme ad uno sviluppo sostenuto di sistemi di accumulo, sia di tipo idroelettrico che elettrochimico.

3.4.3.2 Prezzi delle commodities

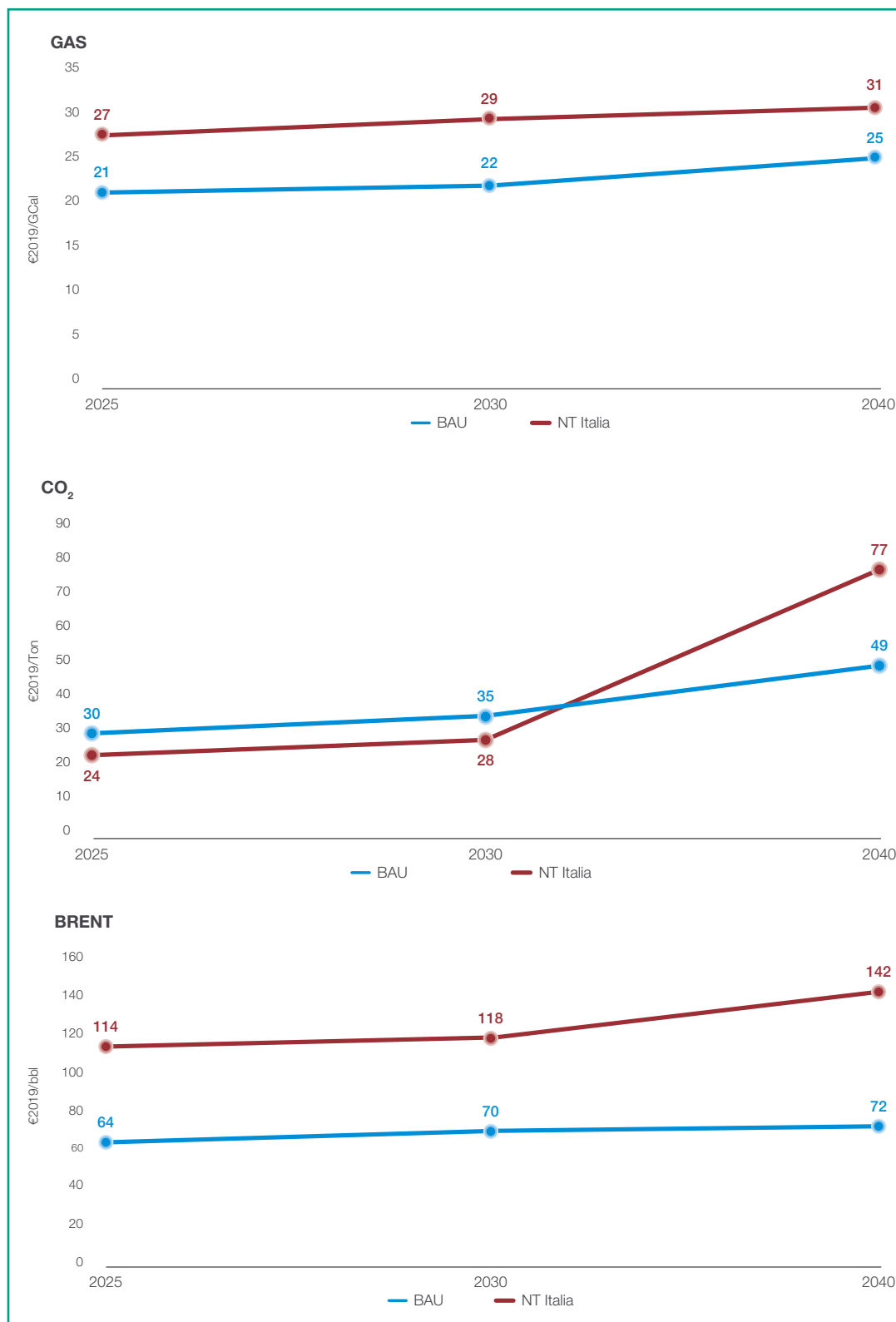
Uno degli aspetti fondamentali per la costruzione di uno scenario è la determinazione dei prezzi dei combustibili e della CO₂. Infatti, tali valori influenzano il *merit order* delle diverse tecnologie di generazione e dunque il mix, per tecnologia, della copertura del fabbisogno previsionale. Di seguito si confrontano brevemente i prezzi delle diverse commodities utilizzati nei diversi anni orizzonte. In generale, i prezzi più elevati si registrano **nello scenario NT Italia**, caratterizzato da tassi di crescita più sostenuti:

- tutti gli scenari considerati prevedono un andamento crescente del prezzo del gas, con i valori più elevati registrati nello scenario NT (29 €/Gcal al 2030 e 31 €/Gcal al 2040), superiori rispetto a quelli che caratterizzano lo scenario BAU (22 €/Gcal al 2030 e 25 €/Gcal al 2040);
- anche il prezzo della CO₂ è previsto in rialzo in entrambi gli scenari. I valori più elevati si registrano nello scenario NT Italia, presentando il trend di crescita più sostenuto, tale da far registrare al 2040 77 €/ton (+57% vs BAU 2040).
- per il petrolio (Brent) si prevede in tutti gli scenari un prezzo moderatamente crescente, con i valori maggiori che si registrano nello scenario NT Italia, raggiungendo al 2040 un valore di circa 142 \$/bbl. Al contrario i valori più bassi si riscontrano nel BAU, ad esempio con un prezzo di circa 72 \$/bbl nel 2040.

¹⁴ Eccetto per la regione Sardegna che necessita del completamento del Tyrrhenian Link per garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico anche in assenza della generazione a carbone

I grafici riportati a seguire (Figura 13) rappresentano quanto descritto sopra per scenario e anno orizzonte.

FIGURA 13 *Trend di prezzo delle principali commodities per scenario e anno orizzonte (€2019/GCal; €2019/Ton; €2019/bbl)*



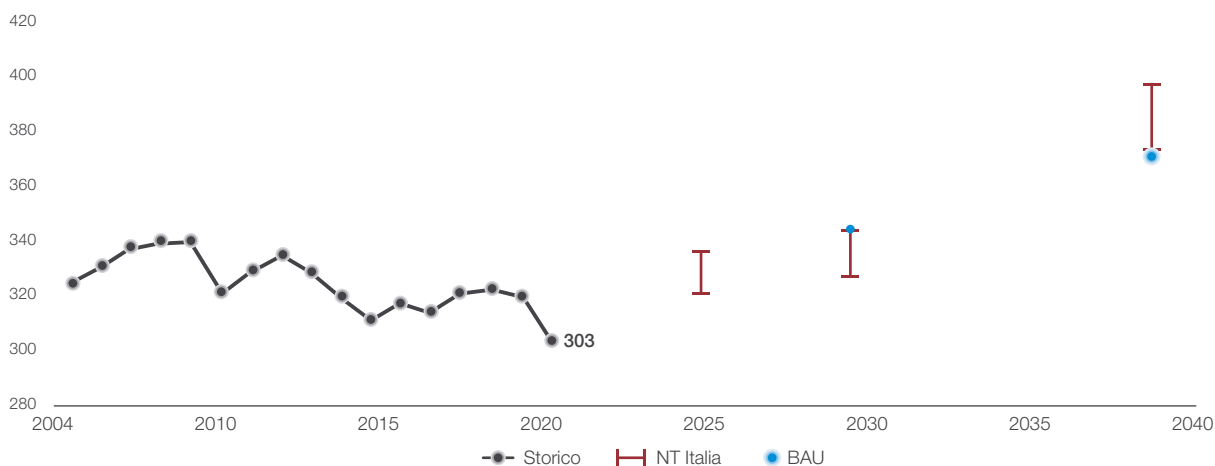
3.4.3.3 Domanda

Tutti gli scenari in Piano prevedono una **crescita del fabbisogno elettrico** nei prossimi anni, con lo scenario **NT Italia** che presenta valori maggiori di fabbisogno rispetto al BAU solo al 2040 (*Figura 14*). La domanda di energia elettrica, oltre ad essere influenzata dalle condizioni macroeconomiche e dalla variazione demografica, dipende notevolmente dallo sviluppo di tecnologie, quali veicoli elettrici e pompe di calore, e dalle misure di efficientamento energetico previste. Il lockdown conseguente alla diffusione pandemica del Covid-19 ha provocato impatti rilevanti sull'economia italiana che l'OCSE ha quantificato in un calo stimato del PIL di 10,5% nel 2020, con un rimbalzo previsto nel 2021 del +5.4%. Tale contrazione dell'economia ha avuto implicazioni anche sul settore energetico, con un calo della domanda di energia elettrica di circa il 5% rispetto al 2019, attestandosi intorno a 303 TWh nel 2020. In particolare per gli scenari individuati:

- nello scenario **BAU l'energia richiesta dalla rete cresce moderatamente**. Tale trend è principalmente riconducibile al fatto che se da un lato si ipotizza che il riscaldamento residenziale sarà ancora principalmente effettuato tramite caldaie convenzionali a gas e che la popolazione sia in lieve diminuzione, dall'altro si prevedono minime misure di efficientamento energetico;
- lo **scenario NT Italia**, nonostante il maggiore utilizzo di pompe di calore elettriche per il riscaldamento residenziale e la notevole diffusione dei veicoli elettrici (6 milioni al 2030), si contraddistingue tuttavia per valori di **energia elettrica richiesta** dalla rete soltanto in **lieve crescita**. Ciò è riconducibile principalmente alle sfidanti misure di efficientamento energetico considerate nello scenario necessarie al raggiungimento dei target europei e nazionali di decarbonizzazione ed efficienza energetica.

Il grafico in *Figura 15* mostra l'evoluzione del fabbisogno di elettricità al 2040 per gli scenari NT Italia e BAU per gli anni 2025, 2030 e 2040. La variabilità indicata è relativa ai diversi valori che può assumere la domanda a seconda dell'anno climatico considerato (considerati anni climatici nell'intervallo 1982-2016). Si noti che il dato al 2040 non include i consumi di elettricità per la produzione di idrogeno attraverso impianti P2G (stimati in 12 TWh)¹⁵.

FIGURA 14 *Trend del fabbisogno di energia elettrica (TWh)*

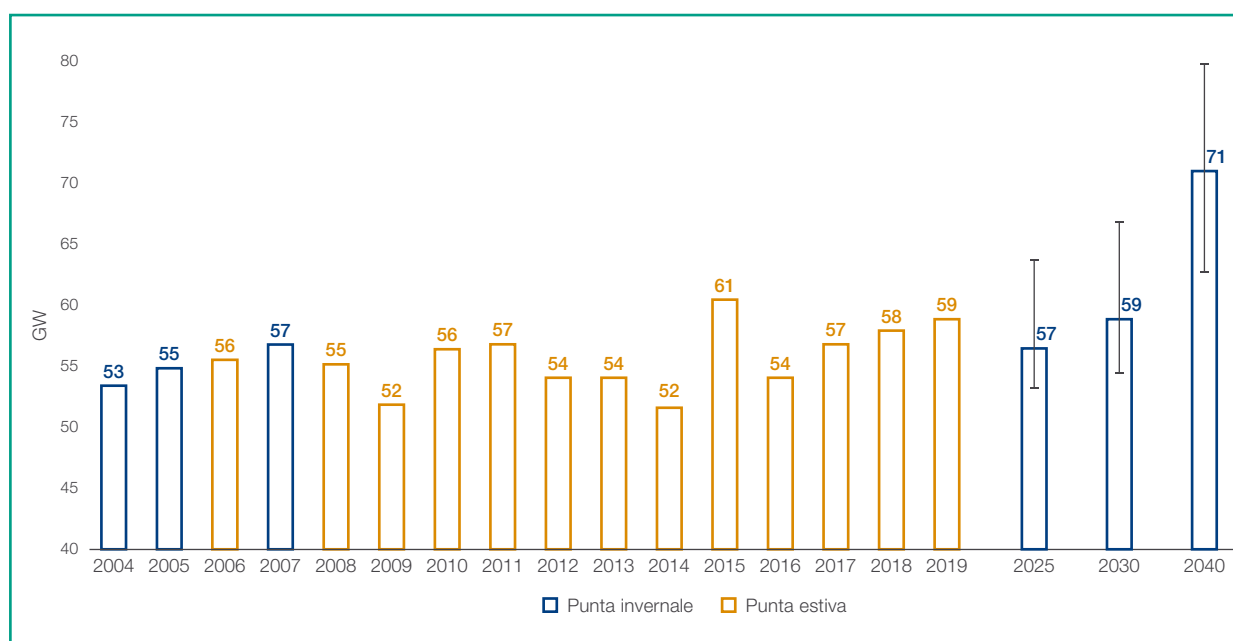


¹⁵ Per ulteriori dettagli consultare https://download.terna.it/terna/DDS%20libro%2009%2030%2017h15_8d745ced8696c60.pdf https://download.terna.it/terna/National%20Trends%20Italia%202021_8d8c8fe48cb033f.pdf

Lo sviluppo di tecnologie quali veicoli elettrici e pompe di calore influenza notevolmente la richiesta di energia elettrica, anche se in maniera eterogenea:

- i veicoli elettrici provocano un incremento quasi uniforme del fabbisogno elettrico durante tutto l'anno, poiché la distribuzione annua dei loro consumi non risente della stagionalità;
- la maggiore penetrazione delle pompe di calore, al contrario, incrementando l'assorbimento elettrico invernale, favorisce uno "switch" del picco di carico, ovvero il massimo valore annuo del fabbisogno elettrico, dalla stagione estiva a quella invernale. Ciò potrebbe causare in prospettiva un'inversione di tendenza rispetto a quanto registrato negli ultimi anni: il picco di carico, storicamente registrato in inverno, e divenuto estivo nell'ultimo decennio (Figura 14) a causa della sempre maggiore diffusione dei sistemi di raffrescamento, potrebbe ritornare ad essere invernale proprio in virtù dello sviluppo atteso delle pompe di calore elettriche. La variabilità indicata nelle barre nella figura sottostante è relativa ai diversi valori risultanti dall'applicazione degli anni climatici nell'intervallo 1982-2016.

FIGURA 15 *Evoluzione dei picchi di carico elettrico dal 2004 al 2040 (GW)*

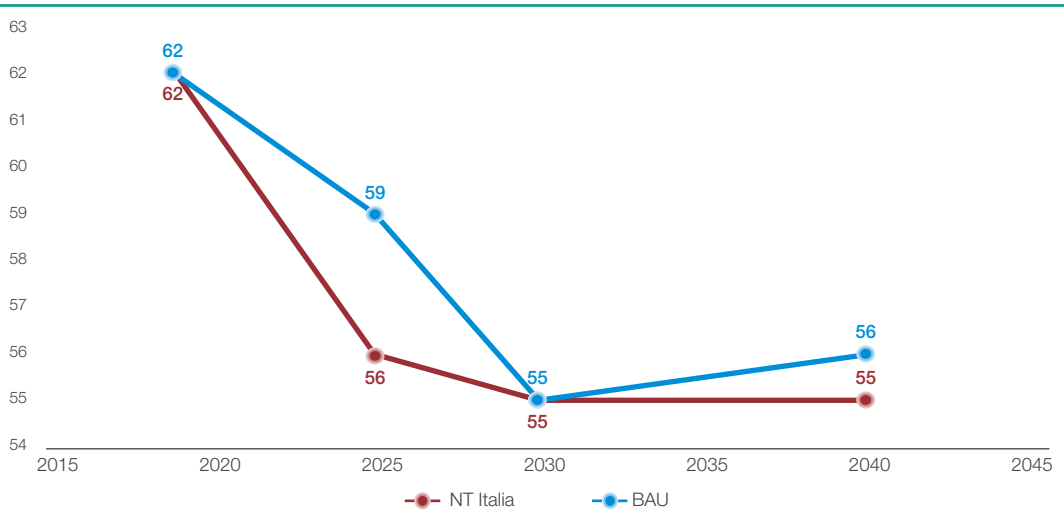


3.4.3.4 Capacità di generazione

Negli ultimi anni si è delineato un trend di progressiva diminuzione della capacità di generazione termoelettrica (Figura 16), con la dismissione di un'importante quota di impianti termoelettrici convenzionali causata principalmente dal rallentamento del trend di crescita della domanda elettrica e dal boom della generazione rinnovabile che ha contribuito a ridurre la profittabilità della produzione termica convenzionale. Tale mutamento ha di fatto comportato una profonda trasformazione del parco termoelettrico, passato da un valore di 76 GW di installato termoelettrico totale¹⁶ al 2013 a circa 62 GW al 2019 (Paragrafo 2.2, Capitolo 2). Tale trend sarà confermato anche nei prossimi anni, per poi attestarsi ad un valore di circa 55 GW al 2030 per entrambi gli scenari, presentando successivamente un lieve incremento di 1 GW di termico programmabile al 2040 nello scenario BAU principalmente riconducibile ad un incremento della capacità installata di impianti alimentati a bioenergie.

¹⁶ Potenza efficiente netta, include biomasse e geotermico.

FIGURA 16 *Trend della capacità installata termoelettrica [GW]*



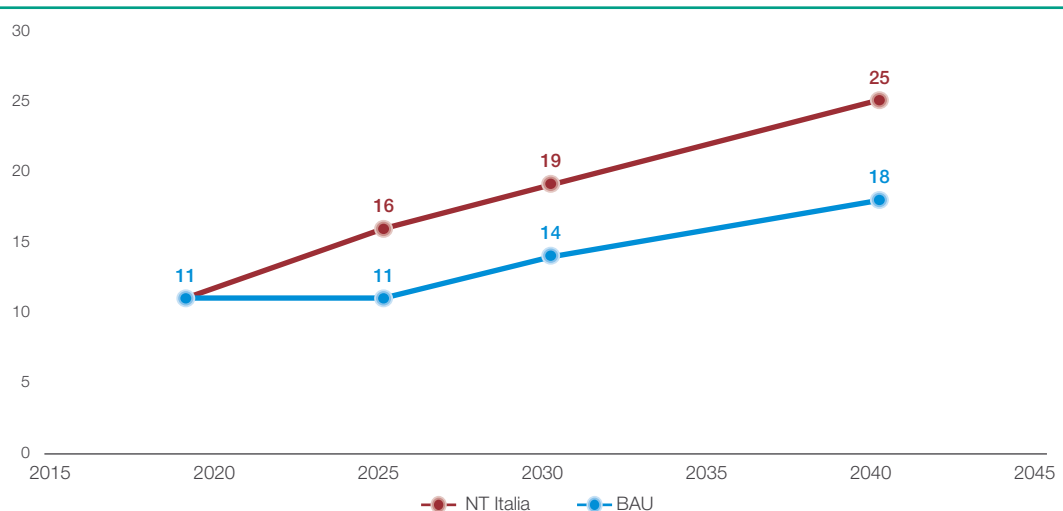
L'evoluzione della capacità di generazione nei prossimi anni sarà notevolmente influenzata dal phase-out del carbone dal parco termoelettrico italiano, previsto in tutti gli scenari di piano. In particolare:

- nello scenario BAU, si ipotizza che il phase-out avvenga per motivi economici, con condizioni future di mercato tali da rendere i costi di tali impianti non più sostenibili, producendo pertanto un phase-out "naturale" progressivo entro il 2040;
- nello scenario NT Italia, è previsto il phase-out totale degli impianti termoelettrici alimentati a carbone entro il 2025, eccetto per la Sardegna dove la dismissione sarà possibile solo a seguito della messa in esercizio del Thyrrenian Link.

Nel campo delle fonti rinnovabili non programmabili si prevede in tutti gli scenari una importante espansione dell'installato eolico e solare.

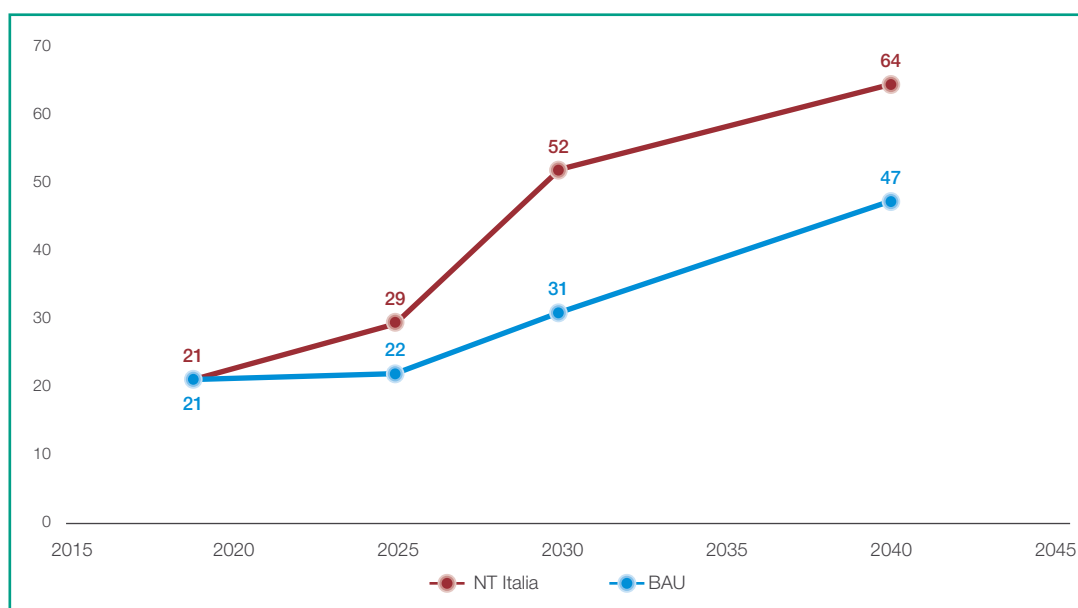
Nell'ultimo decennio la capacità di generazione eolica è cresciuta in maniera costante, raggiungendo circa 11 GW al 2019 (Figura 17). In tutti gli scenari previsionali si conferma tale trend di sviluppo, con i valori massimi di installato che saranno raggiunti sia al 2030 che al 2040 nello scenario NT Italia con rispettivamente 19 GW e 25 GW (rispettivamente +78% e +134% vs 2019).

FIGURA 17 *Evoluzione della capacità installata eolica [GW]*



Per quanto riguarda il solare invece, dopo il boom registrato tra il 2010 e il 2011, con una crescita della capacità installata da circa 3 GW a ben 13 GW, favorita soprattutto da importanti meccanismi incentivanti, si è assistito ad un rallentamento del trend di crescita, con una sostanziale stabilizzazione dell'installato negli ultimi anni. **Tutti gli scenari** del Piano di Sviluppo prevedono una **crescita significativa della capacità di generazione solare**, sia small-scale (ovvero piccoli impianti accoppiati a sistemi di accumulo elettrochimico) sia utility-scale, sostenuta grazie all'introduzione di nuovi meccanismi incentivanti e ad un'ulteriore riduzione dei costi tecnologici. In particolare, il maggiore incremento di capacità installata si prevede nello scenario NT Italia (*Figura 18*), rivestendo un ruolo centrale per il raggiungimento dei target di policy di decarbonizzazione e integrazione FER. Nel dettaglio, lo scenario NT Italia prevede che al 2030 l'installato solare sarà rispettivamente di circa 52 GW, circa 20 GW in più rispetto a quanto indicato nello scenario BAU e circa 30 GW aggiuntivi rispetto al 2019. Tale valore è previsto in ulteriore crescita anche nel decennio successivo, attestandosi addirittura a 64 GW nello scenario NT Italia che prevede, inoltre, anche 8 GW di solare aggiuntivo dedicato al P2G (+243% vs 2019).

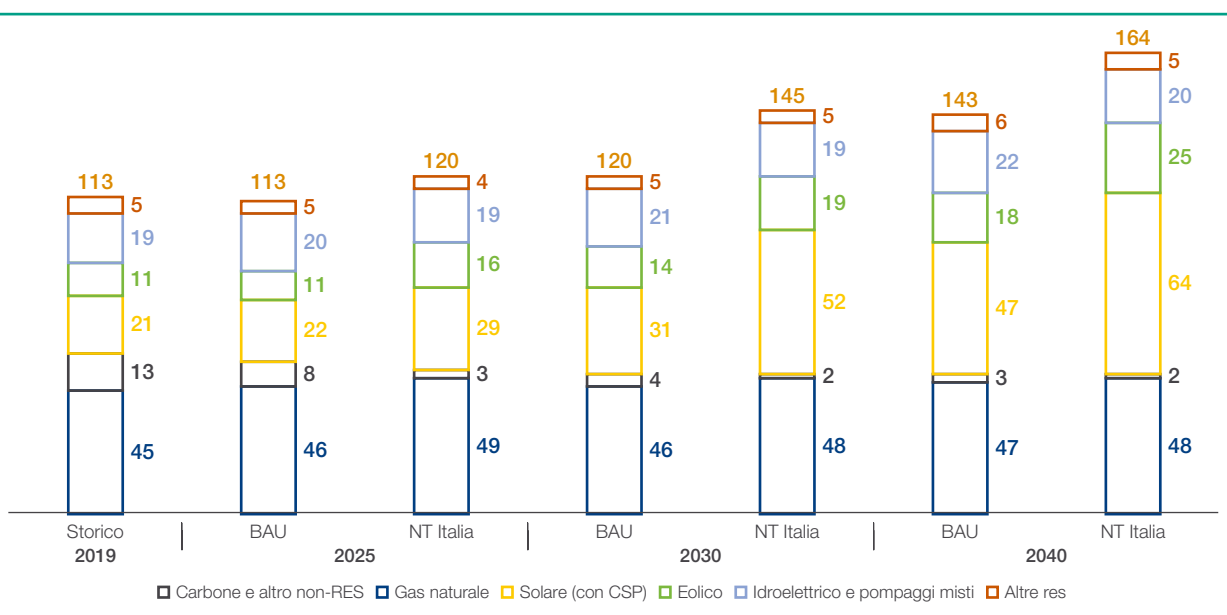
FIGURA 18 *Evoluzione della capacità installata solare [GW]*



In *Figura 19* viene descritta l'evoluzione attesa della capacità di generazione complessiva per tecnologia negli scenari e nei 3 anni orizzonte analizzati in Piano. Si può osservare come la diminuzione di capacità termoelettrica sarà accompagnata dallo sviluppo di eolico e solare, facendo sì che la capacità di generazione totale risulti in crescita in tutti gli scenari, seppur con tecnologie e trend differenti, raggiungendo i valori più elevati al 2040 con 164 GW nello scenario NT Italia. Complessivamente la crescita delle FRNP (eolico e fotovoltaico) risulta significativa in tutti gli scenari analizzati, in particolar modo nello scenario NT Italia: quest'ultimo, nello specifico, presenta i trend di crescita più sostenuti, con circa 14 GW al 2025, 40 GW al 2030, e 58 GW¹⁷ al 2040 aggiuntivi rispetto al 2019 (rispettivamente circa +43%, + 125% e 183% vs 2018). Tale significativa evoluzione della capacità installata comporterà inevitabilmente impatti in termini di gestione ed esercizio della rete. Alcuni di tali effetti sono illustrati con maggior dettaglio nell'allegato "Evoluzione Rinnovabile" del Piano di Sviluppo 2021".

Dal punto di vista della capacità di generazione termoelettrica fossile, invece, si osserva in tutti gli scenari una graduale riconversione a gas, in linea con i target nazionali ed europei di decarbonizzazione.

FIGURA 19 *Evoluzione della capacità installata complessiva per fonte¹⁸ [GW]*



3.4.3.5 Sistemi di accumulo

La notevole crescita prevista di installato di fonti rinnovabili non programmabili evidenziata nei paragrafi precedenti avrà come effetto un significativo incremento della quota FRNP sul mix di generazione previsionale, amplificando in prospettiva le criticità legate al bilanciamento tra consumo e produzione.

Infatti, la generazione eolica e fotovoltaica, data la natura intermittente e aleatoria della risorsa primaria, non sono programmabili. Ciò implica che l'energia elettrica prodotta da tali impianti non segua le dinamiche del fabbisogno di energia, bensì quelle caratteristiche delle singole fonti energetiche (con la generazione solare, ad esempio, massima nelle ore centrali della giornata e nulla nelle ore notturne). Pertanto, si stima che una crescita significativa della generazione FRNP provocherà nel medio lungo termine, in assenza di misure mitigative, crescenti periodi di overgeneration, ovvero istanti in cui sarà necessario "tagliare" l'energia prodotta da eolico e fotovoltaico al fine di garantire un continuo bilanciamento

¹⁷ Escludendo gli 8 GW di solare dedicato ad impianti P2G.

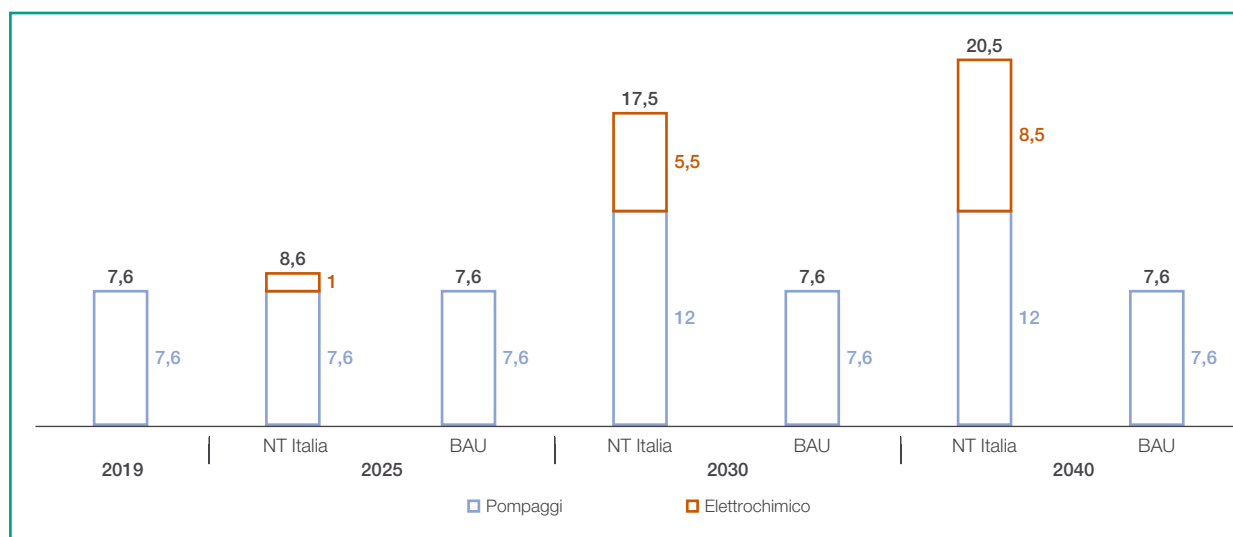
¹⁸ Rispetto allo scenario PNIEC, valutato nell'ambito del Piano di Sviluppo 2020, nello scenario NT Italia al 2025 non si prevede un phase-out completo della generazione a carbone. Infatti in Sardegna sarà possibile procedere alla dismissione degli impianti a carbone, in linea con i target di policy nazionali, solo a valle della messa in esercizio del Thyrrenian Link.

tra generazione e fabbisogno, specialmente nelle ore centrali della giornata (vedi Capitolo 2). Per evitare il taglio della generazione rinnovabile in eccesso sarà necessario ricorrere ad apposite misure mitigative quali nuovi sistemi di accumulo, idroelettrico o elettrochimico, in grado di immagazzinare l'energia nelle ore, soprattutto diurne, in cui la produzione da FRNP risulta maggiore della richiesta, e di rilasciarla nelle ore a maggior fabbisogno, soprattutto in occasione delle rampe di carico serali (vedi Capitolo 2). I sistemi di accumulo sono in grado quindi sia di creare un disaccoppiamento temporale fra produzione e richiesta di energia, altrimenti non realizzabile in ragione delle caratteristiche intrinseche del vettore elettrico, sia al tempo stesso di fornire altri servizi pregiati per la gestione in sicurezza del sistema elettrico come verrà meglio evidenziato nei capitoli successivi.

In prospettiva, nello scenario BAU, essendo caratterizzato da assunzioni più contenute in termini di penetrazione FRNP, non si prevede l'installazione di ulteriori sistemi di accumulo oltre a quelli già presenti oggi (7,6 GW di pompaggi puri e misti). Al contrario è atteso un considerevole sviluppo di sistemi di accumulo sia idroelettrico sia elettrochimico nello scenario NT Italia, per un totale di circa 8,6 GW al 2025, 17,5 GW al 2030 e 20,5 GW al 2040, in linea con gli sviluppi significativi di installato eolico e fotovoltaico che lo caratterizzano.

Nell'ambito degli accumuli elettrochimici, in aggiunta ai sistemi di accumulo centralizzato utility-scale, si prevede anche lo sviluppo di sistemi di accumulo distribuiti associati agli impianti di generazione rinnovabile small-scale, in particolare impianti fotovoltaici di piccola taglia.

FIGURA 20 *Evoluzione della capacità di accumulo [GW]*



Le variazioni del contesto (incremento rinnovabili, dismissione di impianti termoelettrici, cambiamenti climatici) causano già oggi - e in misura maggiore negli scenari prospettici - significativi impatti sulle attività di gestione della rete, con il delicato compito di bilanciare in ogni istante produzione e domanda di energia elettrica, garantendo ai consumatori una fornitura di energia sicura, costante e affidabile. Le caratteristiche strutturali della rete elettrica italiana - a partire dal profilo geografico del Paese con una ridotta possibilità di interconnessione con il continente europeo e vincoli di transito tra il nord e il sud Italia e con le isole - renderanno sempre più complessa la gestione del sistema elettrico. Gli interventi previsti hanno, tra i loro obiettivi, quelli di garantire la sicurezza e l'affidabilità di esercizio della rete nel medio e nel lungo periodo, potenziare la capacità di interconnessione con l'estero e ridurre le congestioni interzonal e le limitazioni del mercato.



9 progetti
DI INTERCONNESSIONE
PIANIFICATI DA TERNA

26
INTERCONNESSIONI TOTALI





4.1 Esigenze del Sistema Elettrico	224
4.2 Individuazione della capacità di trasporto efficiente tra zone di mercato: Target Capacity	231
4.3 Necessità di sviluppo infrastrutturale	238
4.4 Piano minimo di realizzazioni	272

4

Necessità di sviluppo

Esigenze del Sistema Elettrico 4.1

Il sistema elettrico nazionale e, più in generale, quello europeo, sono attualmente soggetti a una profonda trasformazione, destinata a durare nei prossimi anni.

In un contesto di libero mercato, il processo di pianificazione del sistema elettrico deve misurarsi sia con le criticità riscontrabili nella rete ad oggi sia con un significativo grado di incertezza riguardo a: evoluzione dei consumi e del ruolo dei consumatori stessi, espansione della generazione distribuita, tempo di entrata in esercizio e localizzazione di impianti programmabili di produzione di nuova generazione, politiche energetiche nazionali e comunitarie, decommissioning di impianti di generazione a tecnologie obsolete, evoluzione dei prezzi dei combustibili fossili e delle commodity, sviluppo di tecnologie volte ad integrare la produzione da fonte rinnovabile e per il controllo della rete in tempo reale.

Appare evidente come il TSO, nella fase di pianificazione, debba contemplare tutte queste variabili al fine di garantire che il sistema elettrico del futuro sia sempre caratterizzato da elevati livelli di affidabilità, qualità e sicurezza del sistema.

Ciò avviene nella fase di individuazione delle esigenze del sistema, propedeutica all'identificazione delle necessità di sviluppo della rete, che viene effettuata attraverso:

- **Analisi dello stato attuale della rete**, considerando le evidenze e le criticità della rete ad oggi, descritte al Capitolo 2;
- **Simulazioni di mercato condotte negli scenari previsionali** agli **anni orizzonte di Piano**, come indicato nel Capitolo 3.

Nei paragrafi seguenti vengono presentati alcuni parametri rappresentativi degli effetti dell'alta penetrazione di fonti rinnovabili sul sistema elettrico. Questi sono il risultato delle simulazioni effettuate a partire dagli scenari energetici di riferimento indicati nel Capitolo 3 e sono volti ad evidenziare quelle che potrebbero essere le criticità per il sistema elettrico nel caso in cui non si dovessero implementare gli interventi infrastrutturali previsti nel Piano di Sviluppo 2021. Nel capitolo sono inoltre riportate alcune valutazioni inerenti alle necessità più strettamente tecniche del sistema, ovvero la flessibilità, l'inerzia e la potenza di cortocircuito. Infine, alla luce dei relativi trend di evoluzione attesi e delle esigenze del sistema, viene presentato un focus specifico sui nuovi collegamenti HVDC e sui potenziali benefici derivanti dalla loro implementazione.

4.1.1 Simulazioni di mercato

Le simulazioni del Mercato del Giorno Prima (MGP) vengono effettuate attraverso PROMEDGRID (sviluppato da CESI Spa, e utilizzato in ambito ENTSO-E ai fini delle analisi del Ten-Year Network Development Plan). Il simulatore di mercato esegue l'analisi su 8760 ore (durata annuale) e determina la programmazione ottima del dispacciamento idro-termoelettrico, mentre le risorse non programmabili sono rappresentate mediante profili di generazione imposta per zona di mercato e tecnologia. Tali simulazioni consentono la stima dei costi di esercizio delle unità di generazione, del prezzo orario dell'energia elettrica nelle diverse zone e delle ore di congestione interzonali. Grazie a tali informazioni è possibile valutare il surplus dei consumatori, quello dei produttori e le rendite da congestione, con l'obiettivo finale di determinare il Social Economic Welfare (SEW).

Ai fini delle simulazioni è stata considerata la nuova struttura zonale descritta nella versione aggiornata del documento "Individuazione zone della rete rilevante"¹. Inoltre, è stata adottata come rete di riferimento quella attuale ed i valori dei limiti

¹ Codice di Rete, allegato 24

https://download.terna.it/terna/Allegato%20A.24%20-%20Individuazione%20zone%20della%20rete%20rilevante_8d8af21ce5da1e3.pdf

di transito sono coerenti con quanto riportato nel documento “Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato”² aggiornato a Dicembre 2020”. I limiti suddetti sono individuati a rete integra e sono variabili in funzione della stagionalità (periodo invernale ed estivo) e del “Fabbisogno residuo zonale (R)”, inteso come differenza tra fabbisogno e produzione fotovoltaica³ che influenza il limite di transito per alcune sezioni, oltre ad essere caratterizzati da un profilo di manutenzione mediamente atteso.

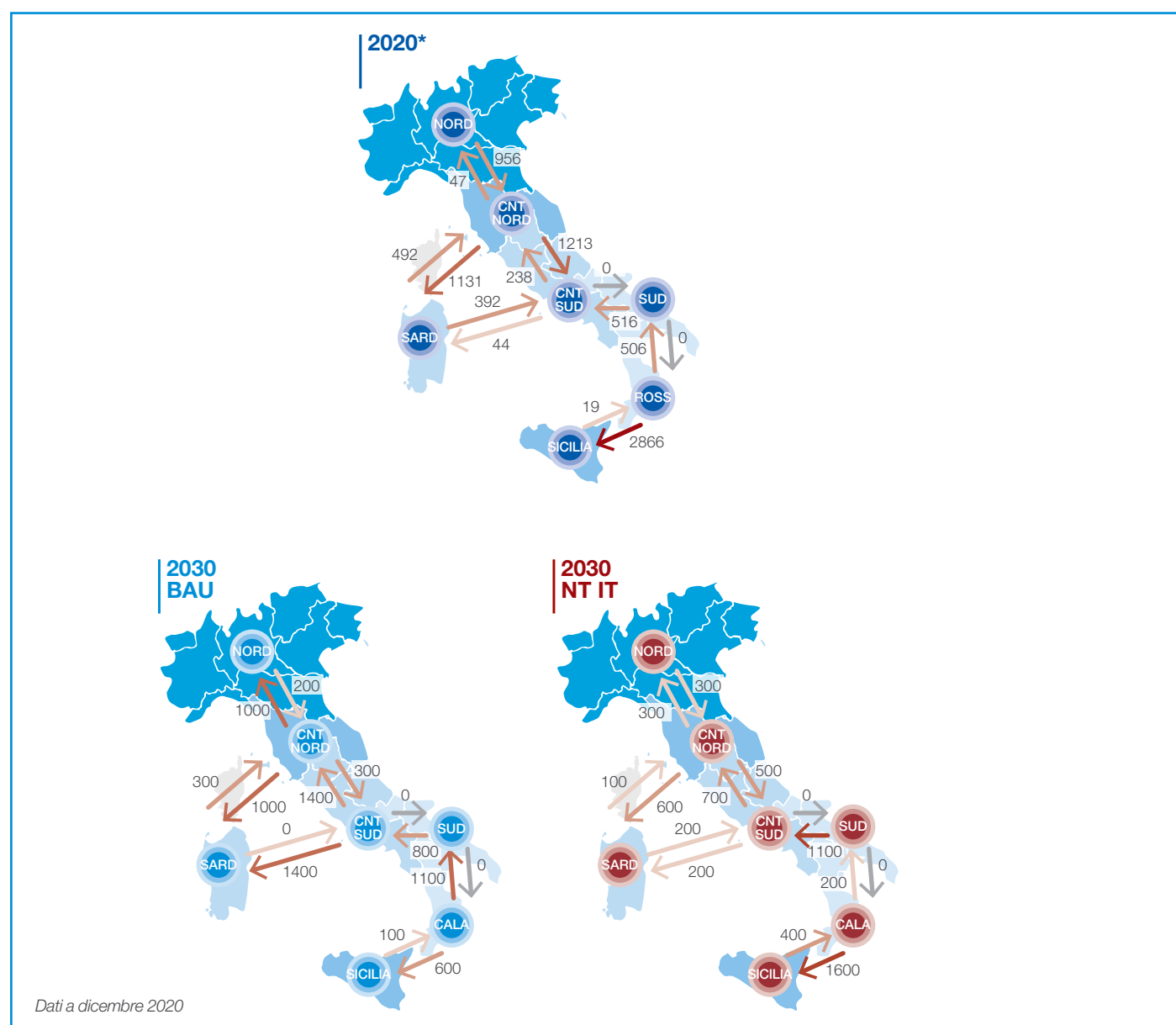
4.1.1.1 Separazioni interzonali

Uno degli aspetti che risulta rilevante precisare, alla luce dei risultati dell'analisi degli output delle simulazioni, riguarda le separazioni tra le differenti zone di mercato.

Tali fenomeni, che interessano le infrastrutture di trasmissione, possono avere un impatto sulla competitività dei mercati elettrici, favorendo per esempio meccanismi distortivi e strategie degli operatori potenzialmente inefficienti per il sistema.

La **Figura 1** mette a confronto il numero di **ore di saturazione** registrate nel 2020 con quelle attese all'anno orizzonte 2030 negli scenari BAU e NT IT senza gli interventi infrastrutturali previsti nel Piano di Sviluppo.

FIGURA 1 Ore di saturazione nei diversi scenari di piano e attuali



² https://download.terna.it/terna/Limiti_di_transito_V27_2021_8d8a2d608c9b057.pdf

³ Per maggiori chiarimenti consultare il documento “VALORI DEI LIMITI DI TRANSITO FRA LE ZONE DI MERCATO” al link “https://download.terna.it/terna/Procedura_limiti_di_scambio_V20_2021_8d8a2d635586726.pdf”

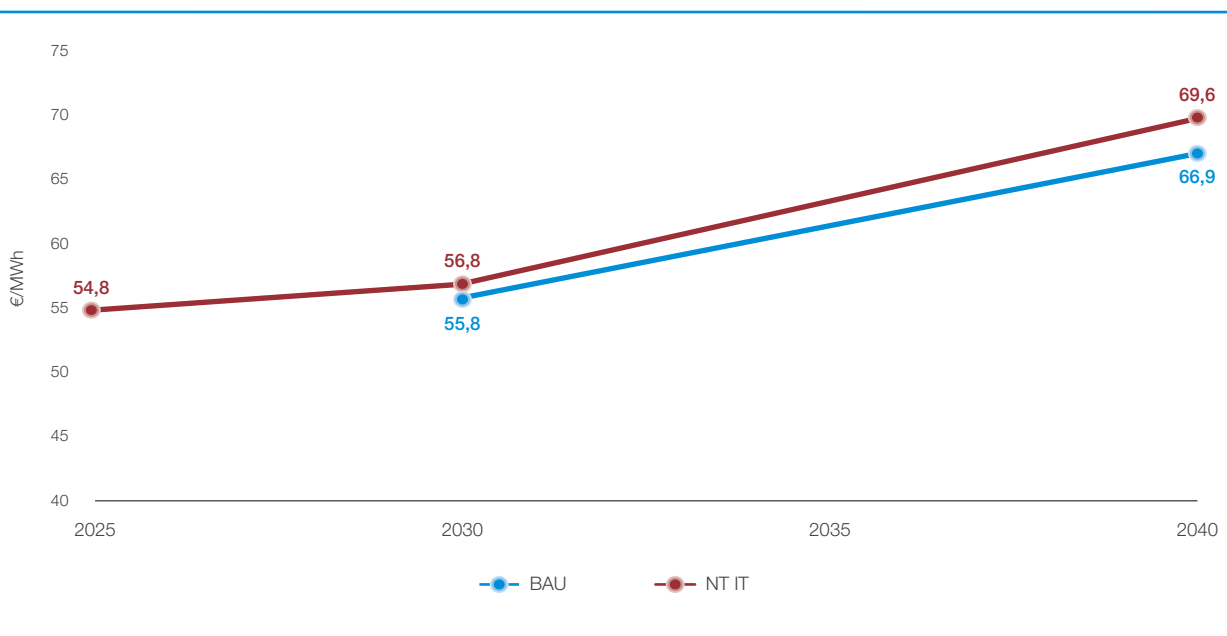
Dal confronto si evidenzia un notevole cambiamento nella sezione Nord - Centro Nord: nel 2020 sono state registrate prevalentemente in direzione Nord-Centro Nord circa 956 h di separazione mentre in tutti gli scenari previsionali al 2030 si riscontra un considerevole numero di ore di separazione anche in direzione Centro Nord-Nord. Si osserva inoltre un notevole incremento delle ore di separazione nella sezione Sud-Centro Sud: dalle 516 ore registrate nel 2020 si riscontrano ben 1100 ore nello scenario NT IT. Tale evoluzione è dovuta alla considerevole crescita di installato rinnovabile concentrato soprattutto al Sud Italia, che determina un incremento dei flussi di energia da sud verso nord. Appare quindi evidente e prioritaria la necessità di aumentare la capacità di trasporto su tutta la dorsale da Sud a Nord, coinvolgendo dunque le sezioni Sud - Centro Sud, Centro Sud - Centro Nord e Centro Nord-Nord. Questo perché **esclusivamente attraverso uno sviluppo coordinato della capacità di trasporto su tutte le sezioni intermedie** si potranno ottenere le condizioni necessarie per il **deflusso della generazione rinnovabile** prodotta nelle regioni meridionali e per il contestuale sfruttamento della **capacità di generazione termoelettrica ad alto rendimento** presente nelle stesse regioni.

Relativamente alla sezione Calabria - Sicilia, si osserva che per tutti gli scenari analizzati le simulazioni evidenziano una netta diminuzione delle ore di separazione rispetto a quelle registrate al 2020 sulla sezione Rossano-Sicilia e il verificarsi di congestioni anche nella direzione opposta, cioè dall'Isola verso il Continente. Ciò è riconducibile principalmente al considerevole incremento di installato rinnovabile nell'isola: in particolare nello scenario 2030 BAU, in cui si prevede una crescita minima di RES, si registrano poche congestioni verso il Continente (100 ore), mentre nel 2030 NT IT, nell'ipotesi di una crescita notevole di installato RES, si riscontrano circa 400 ore di congestione nella direzione Sicilia - Calabria. Si è tal fine predisposto un nuovo allegato al PdS21 denominato "Evoluzione Rinnovabile" nel quale, a partire dallo scenario energetico di riferimento NT-Italia all'anno orizzonte 2030, vengono descritti gli esiti di alcune sensitivity su possibili scenari energetici alternativi in merito alla distribuzione delle rinnovabili in Italia, con un focus particolare sul fotovoltaico e sull'eolico.

4.1.1.2 PUN

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonal e del PUN, si osserva che in termini assoluti i prezzi dell'energia elettrica risultanti dalle simulazioni sono strettamente correlati alle ipotesi dei prezzi dei combustibili e dei permessi di emissione di CO₂ considerati negli specifici scenari (come descritto nel Capitolo 3). Tuttavia, possono fornire utili indicazioni sui trend previsti in termini differenziali.

FIGURA 2 **PUN Italia nei vari scenari previsionali**



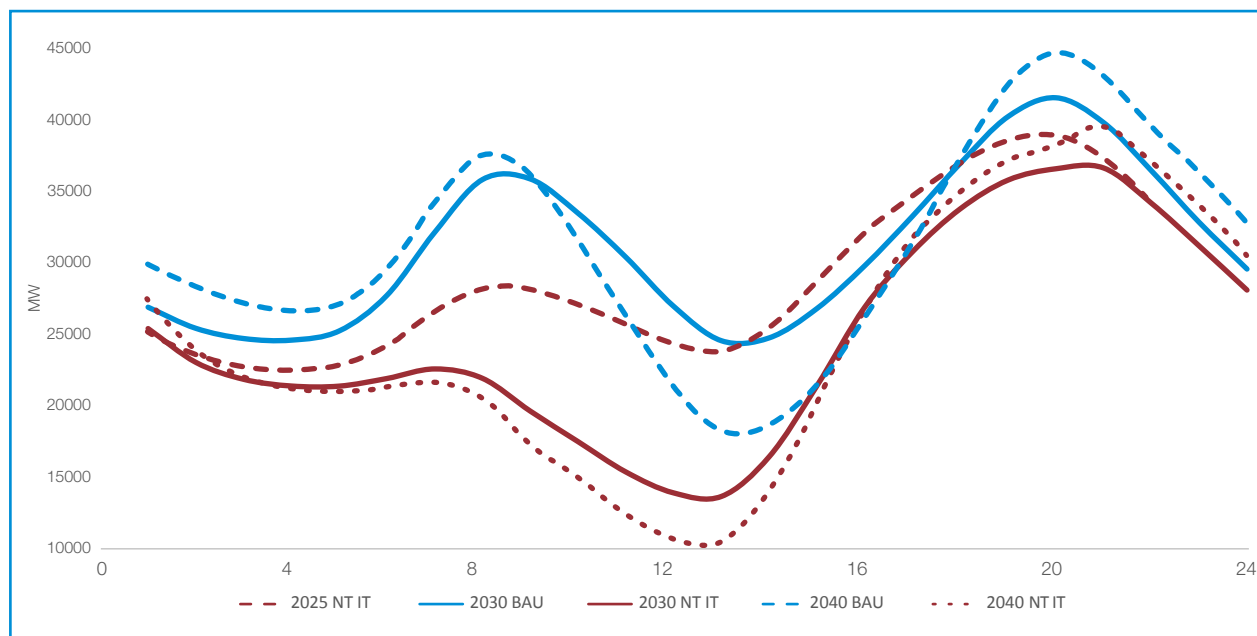
In particolare, il PUN registra una lieve crescita in tutti gli scenari, con un incremento medio di circa il 20% fra il 2030 e il 2040 (vedi Capitolo 2 per il confronto con i prezzi attuali).

Queste indicazioni risultano rilevanti per la pianificazione delle opere finalizzate al miglioramento della competitività dei mercati, così come descritto nel paragrafo 4.3.3. "Interventi per market efficiency".

4.1.1.3 Evoluzione del carico residuo

Interessante anche notare l'andamento del carico residuo nei diversi scenari del Piano di Sviluppo (Figura 3). È possibile notare che in generale si registra una riduzione del fabbisogno residuo soprattutto nelle ore diurne e la conseguente diminuzione del numero di ore di funzionamento degli impianti tradizionali.

FIGURA 3 Valore medio orario del fabbisogno residuo



4.1.2 Analisi dei requisiti di sistema

Alla luce delle sfide che caratterizzeranno il sistema elettrico in ragione dei trend di evoluzione attesi negli scenari energetici previsionali, nell'ambito della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione risulterà sempre più fondamentale valutare il sistema elettrico prospettico anche in termini di flessibilità, inerzia e potenza di cortocircuito. A tal proposito si riportano nei paragrafi seguenti alcune specifiche valutazioni su tali tematiche.

4.1.2.1 Flessibilità di sistema

La flessibilità di un sistema elettrico è definita come la capacità del sistema stesso di impiegare le proprie risorse per far fronte alle variazioni del carico e della generazione intermittente. Essa si configura come una proprietà del sistema nell'assorbire dette variazioni mirando a un funzionamento sicuro ed efficiente che garantisce un esercizio prossimo alle condizioni nominali di tensione e frequenza in ogni nodo della rete.

Il sistema elettrico nazionale ad oggi dispone di un adeguato grado di flessibilità, sia grazie alla recente apertura del mercato dei servizi a risorse distribuite (domanda, accumuli, sia idroelettrici che elettrochimici, e fonti non programmabili) sia grazie alla capacità degli impianti di generazione convenzionali di modulare la potenza immessa in rete. Nell'evoluzione futura appare, tuttavia, evidente come il sistema elettrico avrà bisogno di abilitare ulteriori risorse in grado di fornire tale flessibilità.

Inoltre, un'infrastruttura di rete magliata e sufficientemente sviluppata risulta di primaria importanza nell'ottica di garantire una sempre maggiore penetrazione della generazione da fonti rinnovabili, assicurando allo stesso tempo elevati livelli di sicurezza, efficienza e qualità del servizio.

4.1.2.2 Inerzia del Sistema

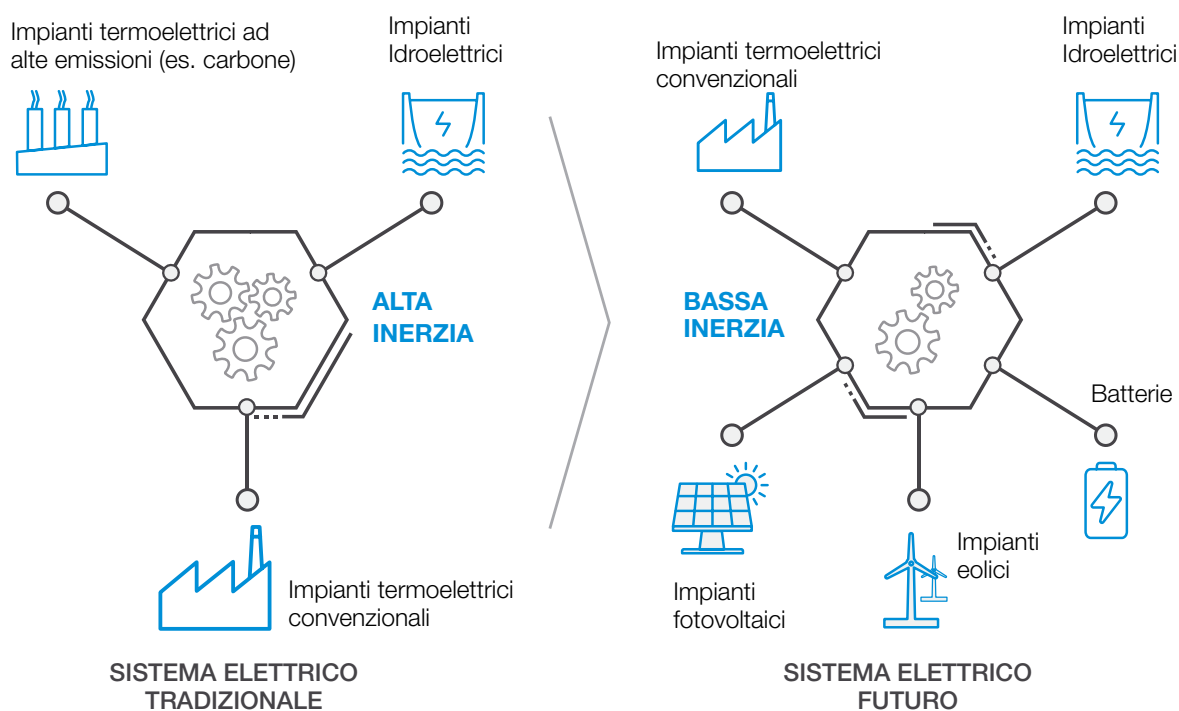
Il Sistema Elettrico presenta già attualmente delle finestre temporali caratterizzate da bassi livelli di inerzia che possono pregiudicare la stabilità e la sicurezza del sistema, come precedentemente esposto nel Capitolo 2. Tale fenomeno, in prospettiva, è destinato a presentarsi sempre più frequentemente, in virtù dei significativi trend di crescita della generazione rinnovabile non programmabile e del progressivo decommissioning della capacità termoelettrica (*Figura 4*), in linea con quanto esposto nel Capitolo 3.

La frequenza di un sistema è determinata dalla velocità dei generatori sincroni direttamente accoppiati tra loro per il tramite della rete elettrica. Quando la generazione e la domanda sono bilanciate, la frequenza rimane costante. Nel caso in cui si verifichi uno sbilanciamento, per esempio a causa della perdita di un generatore o di carico, questo tende a essere bilanciato istantaneamente dell'energia cinetica immagazzinata nelle masse rotanti dei gruppi turboalternatori.

L'energia cinetica esprime, in senso elettrico, l'inerzia del sistema intesa come l'attitudine del sistema stesso a equilibrare sbilanciamenti tra generazione e carico, in virtù delle leggi fisiche di bilancio energetico che governano il funzionamento del sistema e prima dell'intervento delle logiche di controllo delle macchine. La stima dell'energia cinetica disponibile è tipicamente condotta a partire dai dati di costante di inerzia disponibili degli impianti di generazione convenzionale, sommando il prodotto di costante di inerzia e potenza nominale per ogni generatore e trascurando, anche in via cautelativa, l'inerzia aggiuntiva dei carichi e l'eventuale contributo della generazione distribuita, dei collegamenti HVDC e dei compensatori sincroni.

L'obiettivo di garantire la stabilità di frequenza del sistema in scenari previsionali, caratterizzati da un'ampia diffusione di impianti di generazione a bassa inerzia, è sfidante anche in vista della futura compartecipazione della generazione distribuita alla fornitura di servizi di regolazione (inerzia sintetica, smorzamento delle oscillazioni di potenza), possibile grazie allo sviluppo di strategie di controllo innovative dei convertitori di potenza (es. grid forming converters).

FIGURA 4 *Evoluzione del sistema*

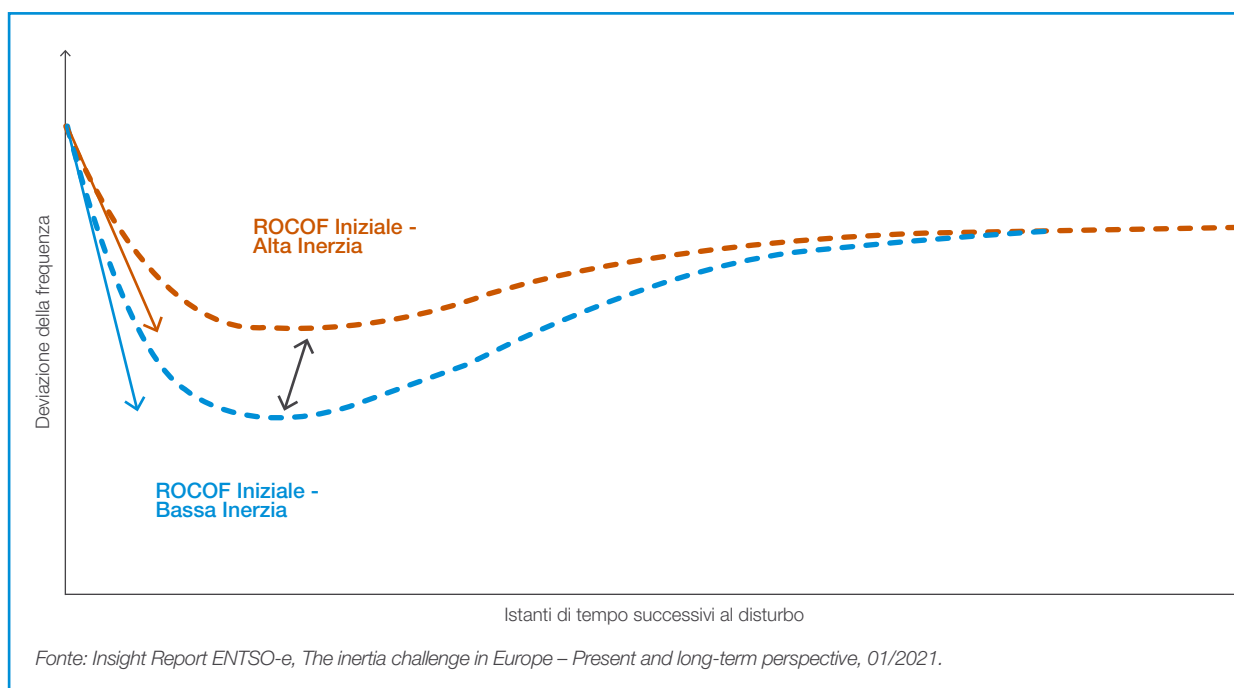


La riduzione di inerzia influenza la stabilità di frequenza e il suo effetto è valutato quantitativamente considerando due parametri:

- ROCOF (Rate of Change of Frequency, derivata di frequenza iniziale all'istante in cui si verifica lo sbilanciamento)
- Massima escursione di frequenza (differenza tra il minimo/massimo valore raggiunto e il valore nominale distinta in zenith, nel caso in cui si verifichi un fenomeno in sovralfrequenza, e nadir, nel caso in cui si verifichi un fenomeno in sottofrequenza).

Il ROCOF e la massima escursione di frequenza dipendono dall'ampiezza dello sbilanciamento e dall'inerzia del sistema, come rappresentato in [Figura 5](#). Il transitorio in sotto/sovralfrequenza, a valle dello sbilanciamento, dipende dalla rapidità di risposta della regolazione primaria.

FIGURA 5 *Rappresentazione della variazione della frequenza a seguito di un disturbo di rete*



4.1.2.3 Dinamica e Potenza di corto circuito del Sistema

La copertura del fabbisogno di energia elettrica sempre più caratterizzato dalla presenza di generazione connessa mediante elettronica di potenza e la riduzione del parco termoelettrico convenzionale legato al progressivo decommissioning hanno impatti negativi sulla dinamica e sulla potenza di cortocircuito del sistema elettrico. Infatti, la generazione collegata alla rete mediante convertitori statici di potenza possiede una ridotta capacità di fornire corrente di cortocircuito (Icc), orientativamente pari a 1-2 volte la corrente nominale dell'impianto, a causa della necessità di evitare sovracorrenti, in caso di guasto, nei componenti elettronici di cui è dotato il convertitore. Un generatore sincrono è invece in grado di erogare al massimo una Icc pari a 5 ÷ 6 volte la corrente nominale.

Questo comporta una riduzione della potenza di corto circuito ai nodi della rete a causa della proporzionalità di quest'ultima rispetto alla corrente di corto circuito.

Allo stesso modo, la dinamica, che rappresenta la risposta transitoria del sistema a seguito di una perturbazione, dipende dalla riduzione di inerzia, storicamente fornita dalla generazione termica convenzionale.

Il contributo predominante all'inerzia di sistema è al momento fornito dalle masse rotanti dei gruppi di generazione convenzionali e dei carichi, benché siano allo studio diverse soluzioni per l'approvvigionamento di risorse idonee a servizi di regolazione di frequenza, tensione e inerzia sintetica.

L'esercizio del sistema elettrico in condizioni operative caratterizzate da livelli contenuti di inerzia e potenza di cortocircuito aumenta la sensibilità dello stesso rispetto a perturbazioni di frequenza e tensione, che possono verificarsi come conseguenza diretta di eventi di esercizio e propagarsi anche in porzioni di rete geograficamente distanti, in ragione del valore di potenza di cortocircuito della rete nel punto di guasto. Nel caso di guasti particolarmente gravosi (es. cortocircuito trifase) nelle reti AAT ed AT, il disturbo è percepito anche sulle reti a tensione inferiore e genera effetti depressivi sulla tensione di nodi distanti anche decine di chilometri.

4.1.3 Collegamenti HVDC: elementi essenziali del sistema elettrico del futuro

Nel contesto descritto, un contributo efficace alle necessità di regolazione del sistema elettrico attuali e future può derivare dalla realizzazione di nuovi collegamenti HVDC di tipo VSC (Voltage Source Converters).

L'adozione della tecnologia VSC, ormai consolidata per i nuovi HVDC pianificati a livello Europeo, risponde alle esigenze descritte in virtù della rapidità dell'azione regolante dei convertitori a tensione impressa e degli ampi intervalli di regolazione, privi di limitazioni operative legate alla capacità di inversione del flusso e al minimo tecnico.

In generale, l'utilizzo di convertitori di tipo VSC garantisce elevati standard in termini di flessibilità di esercizio grazie alla possibilità di regolazione, sia di potenza attiva sia di potenza reattiva.

L'azione regolante che caratterizza questi convertitori consente di ottenere, al verificarsi di una perturbazione di frequenza o di tensione, una risposta estremamente veloce che si concretizza nella variazione del punto di lavoro in potenza attiva o reattiva, sulla base della grandezza controllata e della logica di controllo adottata.

In particolare, se in prossimità di una stazione di conversione si sperimenta un buco di tensione, il convertitore interviene iniettando potenza reattiva durante il transitorio e contribuendo attivamente al ripristino del valore di tensione esistente prima del guasto.

Nell'ambito delle analisi condotte per i nuovi HVDC interni Tyrrhenian Link (723-P), HVDC Centro Nord- Centro Sud (436-P) e GRITA 2 (554-N)⁴, sono state effettuate simulazioni dinamiche per valutarne l'impatto sul comportamento della rete nello scenario previsionale PNIEC, in presenza dei collegamenti HVDC esistenti e previsti all'anno orizzonte 2030. L'analisi delle prestazioni degli HVDC è stata eseguita considerando alcune situazioni critiche di esercizio, diurne e notturne, caratterizzate da elevata produzione da fonte rinnovabile e da carico di valore prossimo ai minimi e ai massimi annuali.

Gli approfondimenti in dinamica hanno evidenziato:

- Significativi miglioramenti del transitorio di frequenza in Sardegna in virtù del contributo in regolazione fornito dal Tyrrhenian Link, a seguito di perturbazioni ed eventi di esercizio lato Continente e su rete sarda (e.g. cortocircuiti sulle direttrici 380kV, fenomeni di commutation failure HVDC esistenti) anche in caso di indisponibilità dei collegamenti esistenti (SACOI e SAPEI).
- Impatto positivo dell'Adriatic Link sulla regolazione della tensione lato Adriatico e lato Tirrenico, in termini di mitigazione dei buchi di tensione e riduzione di oscillazioni a seguito di eventi gravosi sulle dorsali 380 kV anche in condizioni di limitata inerzia.
- Importante contributo del GRITA 2 nel ripristino della tensione e nello smorzamento di oscillazioni dovute a contingenze che interessino direttrici 380 kV nell'area Centro Sud, in particolare in porzioni di rete elettricamente vicine al collegamento HVDC esistente con la Grecia.

I futuri HVDC di tipo VSC potranno assumere dunque un ruolo di primaria importanza nell'ambito degli interventi di sviluppo finalizzati a migliorare le prestazioni dinamiche del sistema elettrico ed i livelli di potenza di cortocircuito, garantendo prontezza e rapidità di risposta alle perturbazioni derivanti da eventi di esercizio e notevole flessibilità di regolazione, in accordo con l'esigenza di favorire la piena integrazione di generazione distribuita a fonte rinnovabile assicurando elevati standard di qualità del servizio. Inoltre, lo sviluppo di nuove infrastrutture HVDC genera ulteriori benefici per il sistema in termini di riduzione delle congestioni di rete, efficientamento dei mercati e integrazioni delle rinnovabili.

⁴ Nuovo intervento nel Piano di Sviluppo 2021 (capitolo 5).

Individuazione della capacità di trasporto efficiente tra zone di mercato: Target Capacity

4.2.1 Generalità

L'incremento di capacità tra le zone è uno dei fattori abilitanti alla transizione ecologica consentendo il dispacciamento degli impianti di generazione più efficienti, una riduzione del prezzo del mercato elettrico e una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili.

In tale contesto, la **localizzazione efficiente degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione e la mitigazione delle congestioni** rivestono una particolare rilevanza, rendendo quindi necessarie nuove metodologie per la definizione di **strategie di sviluppo efficienti**.

A fine 2018, ai sensi della delibera 884/2017/R/eel e successive modifiche e integrazioni, Terna ha pubblicato la prima edizione del “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo”⁵ che conteneva la metodologia finalizzata all'individuazione della capacità obiettivo ed i relativi risultati per l'anno orizzonte 2030 nei due scenari di riferimento utilizzati per la predisposizione nei Piani di Sviluppo 2018 e 2019 “Sustainable Transition” e “Distributed Generation”. Tale edizione è stata anche sottoposta a verifica esterna indipendente da parte di due esperti accademici, come disposto dalla stessa Autorità.

In esito a tale verifica e dal successivo confronto con Autorità, stakeholders e mondo accademico, Terna ha migliorato la suddetta metodologia per l'identificazione delle capacità obiettivo (o “target capacities”), basandola su logiche che consentono di eseguire analisi iterative, integrate e multi-scenario finalizzate alla definizione delle “direzioni di espansione” del sistema. A fine 2020 è stata quindi pubblicata la seconda edizione 2020 del rapporto⁶ contenente la metodologia ed i relativi risultati nei nuovi scenari contrastanti “BAU” e “PNIEC” all'anno orizzonte 2030.

⁵ Disponibile al seguente link: <https://download.terna.it/terna/0000/1149/78.PDF>.

⁶ Disponibile al seguente link: <https://www.terna.it/DesktopModules/AdactBackend/API/download/get?guid=b87be2e5-d51d-eb11-9110-00155d8bf41f>.

Il percorso fin qui compiuto è sinteticamente illustrato in *Figura 6*.

FIGURA 6 *Roadmap del processo di individuazione della capacità obiettivo*

Del. 884/2017

Richiesta di predisposizione di un **Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo** per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione elettrico nazionale

2017

Del. 698/2018

Approvazione dei valori di capacità di trasporto obiettivo identificate nel Rapporto* e richiesta di **predisposizione** della **seconda edizione** nel corso del 2020

2018

Sviluppo di una nuova metodologia

in grado di valutare la capacità di trasporto efficiente tra sezioni di mercato interne e verso i confini esteri in presenza di differenti scenari energetici evolutivi



Metodologia
Documento di consultazione
Maggio



Rapporto
Documento di consultazione
Settembre



Rapporto finale
Dicembre

2019-2020

Verifiche expert-based indipendenti

2020

Aggiornamento della metodologia

e valutazione dei nuovi valori di capacità di trasporto efficiente considerando ipotesi di riferimento aggiornate



Metodologia
Documento di consultazione
Agosto



Rapporto
Documento di consultazione
Novembre



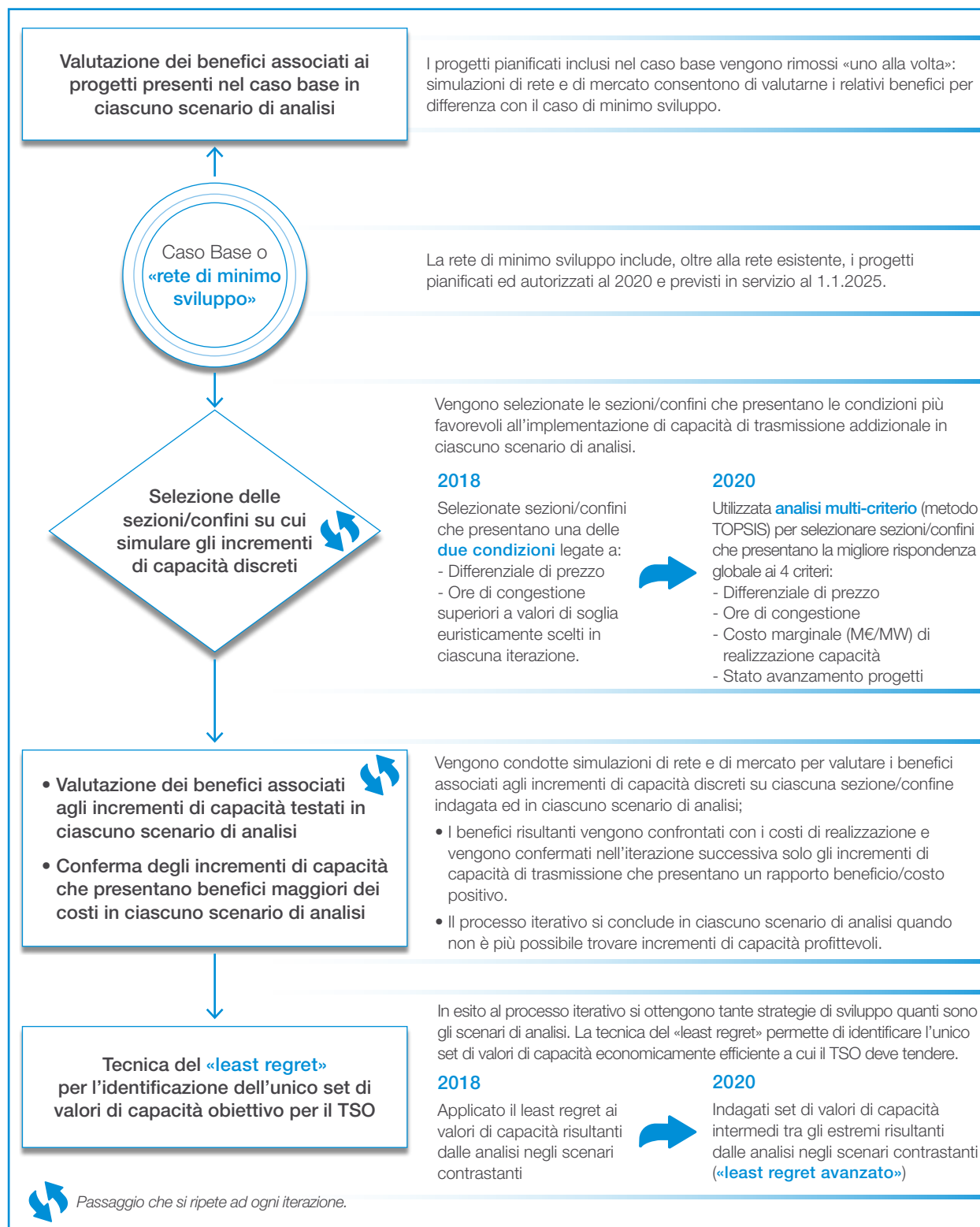
Rapporto finale
Dicembre

*Ad eccezione delle sezioni inerenti alla Sicilia.

4.2.2 Processo di definizione delle capacità obiettivo

In *Figura 7*, è illustrato uno schema sulla metodologia sviluppata da Terna per la valutazione delle capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine del sistema elettrico nazionale con indicazione delle evoluzioni più significative maturate dalla prima alla seconda edizione del rapporto. Si rimanda ai documenti pubblicati per ulteriori dettagli.

FIGURA 7 *Processo di definizione delle capacità obiettivo per sezioni significative della rete nazionale*



In generale, le principali novità introdotte nell'edizione 2020 possono essere distinte in due differenti categorie:

1. Aggiornamenti metodologici:

- l'adozione di un' **analisi multi-criterio** da risolvere con il metodo "TOPSIS" ("Tecnica di Ordine di Preferenza per Somiglianza con la Ideal Solution") per la scelta delle sezioni/confini su cui simulare gli incrementi di capacità addizionale all'inizio di ciascuna iterazione;
- l'**inclusione dei costi operativi** nei costi marginali di realizzazione di nuova capacità di scambio;
- l'introduzione di un meccanismo di **"merit order"** tra sezioni concorrenti, che consente di confermare in una specifica iterazione gli incrementi di capacità che restituiscono il più elevato rapporto beneficio/costo, con l'obiettivo di determinare strategie di sviluppo il più possibile efficienti;
- l'affinamento della tecnica del "least regret" (*minimo rimpianto*) attraverso l'implementazione del meccanismo **"least regret avanzato"**, finalizzato a raggiungere, per approssimazioni successive (indagando set di valori di capacità intermedi tra gli estremi risultanti dagli scenari contrastanti di analisi), un set di valori di capacità in grado di minimizzare il rimpianto negli scenari analizzati.

2. Aggiornamenti inerenti alle assunzioni e le ipotesi di riferimento ("caso studio"), rappresentati in [Figura 8](#):

- l'adozione della **nuova struttura zonale "Alternativa Base"** in vigore dal 1° gennaio 2021;
- l'**ampliamento del perimetro di sezioni significative analizzate**, con l'inclusione della sezione Sicilia – Sardegna;
- l'utilizzo dei **nuovi scenari** contrastanti di riferimento per le analisi BAU e PNIEC;
- l'aggiornamento di una **nuova rete di minimo sviluppo** con l'inserimento di interventi previsti in esercizio all'anno orizzonte 2025;
- l'introduzione di **incrementi di capacità ridotti** nelle iterazioni finali a beneficio dell'accuratezza dei risultati ottenuti;
- l'utilizzo di un anno di lungo termine come il 2040 per la sensitivity dei risultati finali in luogo dell'anno 2025 di breve periodo utilizzato nell'edizione 2018 del rapporto.



1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione ecologica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

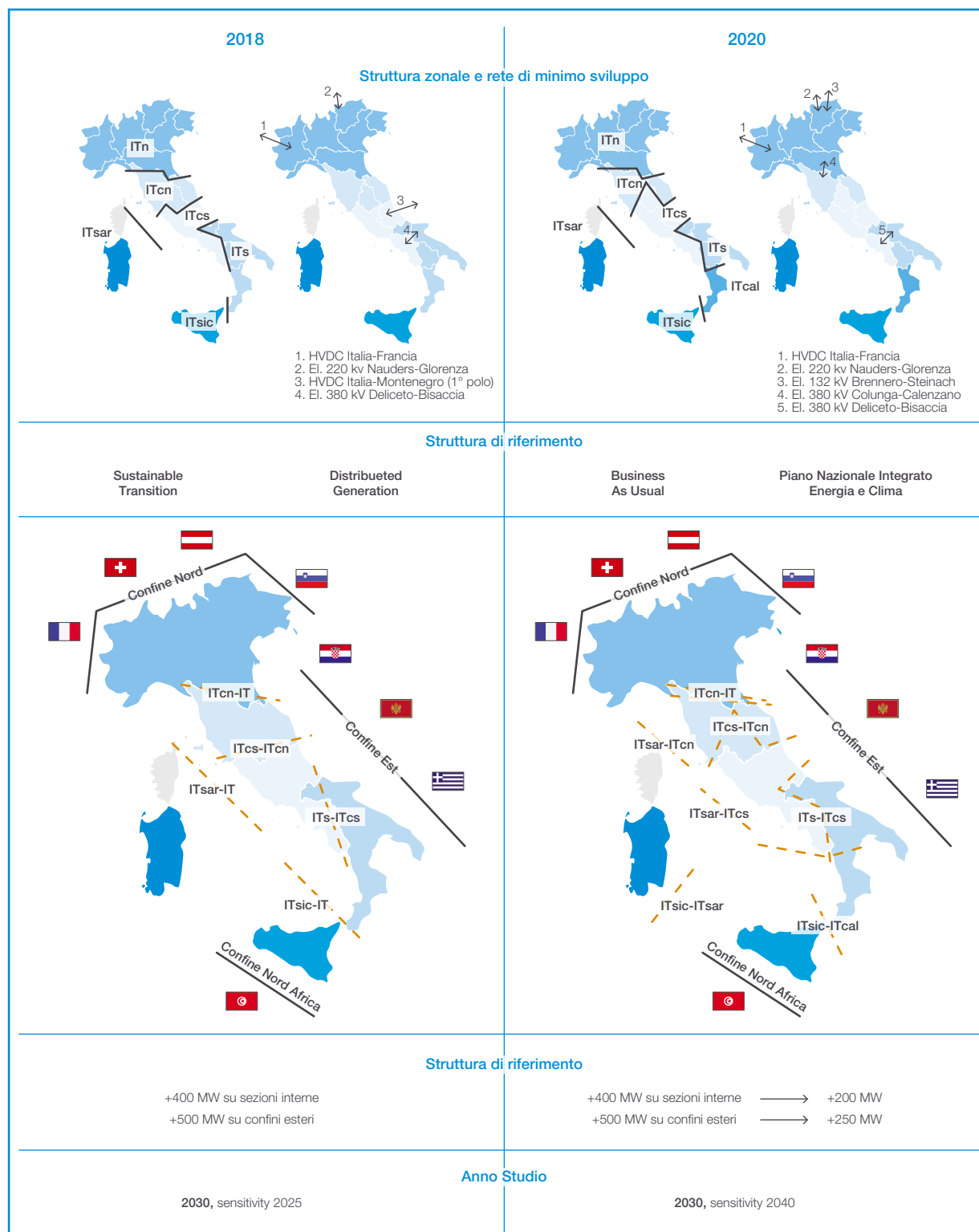
5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

FIGURA 8 Assunzioni e ipotesi di riferimento: confronto tra le edizioni 2018 e 2020 del rapporto



4.2.3 Capacità di partenza e addizionale

I **valori di capacità obiettivo** individuati nel rapporto 2020 e riferiti alla situazione di **massimo valore di limite di scambio invernale** su ciascuna sezione/confine (cosiddetta “winter peak”) sono riportati in *Figura 9*⁷ e suddivisi in:

1. i valori di capacità di partenza;
2. i valori di capacità obiettivo addizionale;
3. i valori di capacità obiettivo finale.

Per quanto attiene alla capacità obiettivo finale, laddove le simulazioni hanno evidenziato una netta prevalenza dei flussi energetici in una delle due direzioni (prevalenza rappresentata dalla % nella colonna “Direzione”), la capacità obiettivo addizionale e finale è rappresentata in una sola direzione, coerentemente con l’impegno che Terna dovrà mettere in atto nel garantire la fruibilità della capacità nel verso più utile al sistema. Altrimenti la capacità obiettivo finale è stata rappresentata per entrambi i versi.

Il Confine Nord comprende le frontiere ITNord – Francia, ITNord – Svizzera, ITNord – Austria e ITNord – Slovenia; il Confine Est include le frontiere ITCNord – Croazia, ITCsud – Montenegro e ITSud – Grecia; il confine Nord Africa si riferisce alla frontiera ITSicilia – Tunisia.

FIGURA 9 Valori di capacità obiettivo

CONFINE/ SEZIONE	DIREZIONE	CAPACITÀ WINTER PEAK					
		PARTENZA	ADDIZIONALE	OBIETTIVO			FINALE
				DIREZIONE BAU '30	DIREZIONE PNIEC '30	DIREZIONE	
Confine Nord-IT	➔	8.435	2.900	81%	97%	➔	11.335
	➔	3.565		19%	3%		
Confine Est-IT	➔	1.100	50	50%	82%	➔	1.150
	➔	1.100		50%	18%	➔	1.150
ConfineN.Africa-IT	➔	0	650	5%	0%	➔	650
	➔	0		95%	100%		
Sezione ITcn - ITn	➔	2.700	400	52%	21%	➔	3.100
	➔	3.900		48%	79%	➔	4.300
Sezione ITcs - ITcn	➔	2.400	400	72%	43%	➔	2.800
	➔	2.500		28%	57%	➔	2.900
Sezione ITs - ITcs	➔	4.600	950	100%	99%	➔	5.550
	➔	2.000		0%	1%		
Sezione ITsar - ITcn*	➔**	395	1.000	73%	43%	➔	1.095
	➔	315		27%	57%	➔	1.015
Sezione ITsar - ITcs	➔	900	0	7%	59%	➔	900
	➔	720		93%	41%	➔	720
Sezione ITsar - ITSic	➔	0	800	0%	71%	➔	800
	➔	0		100%	29%	➔	800
Sezione ITSic - ITcs	➔	0	700	80%	33%	➔	700
	➔	0		20%	67%	➔	700
Sezione ITSic - ITcal	➔	1.200	650	4%	8%	➔	1.750
	➔	1.100		96%	92%		
Sezione ITcal - ITs	➔	2.350	0	71%	85%	➔	2.350
	➔	1.100		29%	15%	➔	1.100

* la capacità obiettivo finale tiene conto del contributo derivante dalla dismissione del SACOI2 per termine vita utile (-300 MW) e del nuovo collegamento SACOI3 (+400 MW).

** la capacità di partenza ITsar ➔ ITcn tiene conto del contributo dei due collegamenti SACOI2 (+300 MW) e SARCO (+95 MW).

⁷ Il Confine Nord comprende le frontiere ITn – Francia, ITn – Svizzera, ITn – Austria e ITn – Slovenia; il Confine Est include le frontiere ITcn – Croazia, ITcs – Montenegro e ITs – Grecia; il confine Nord Africa si riferisce alla frontiera ITSic – Tunisia.

Come anticipato, per effetto della Deliberazione 103/2019/R/eel, dal 1° gennaio 2021 è entrata in vigore la nuova struttura zonale, che ha comportato lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e la creazione della nuova zona di mercato Calabria, prima compresa nella zona Sud. Di conseguenza, Terna ha provveduto alla valutazione dei limiti di transito a rete integra relativi alla nuova struttura zonale⁸.

È importante sottolineare che l'incremento della capacità di transito tra zone può essere raggiunto anche attraverso interventi a bassa intensità di capitale (cd capital light), quali, ad esempio, telescatti, nuove logiche di intelligenza del piano di difesa, dynamic thermal rating, che consentono di massimizzare l'efficienza del sistema nel breve periodo.



⁸ La procedura di valutazione e i valori dei limiti di transito aggiornati sono disponibili ai seguenti link:
https://download.terna.it/terna/Limiti_di_transito_V27_2021_8d8a2d608c9b057.pdf
https://download.terna.it/terna/Procedura_limiti_di_scambio_V20_2021_8d8a2d635586726.pdf

Necessità di sviluppo infrastrutturale

4.3

In questa sezione del capitolo sono riportati gli interventi di sviluppo individuati da Terna che maggiormente rispondono alle esigenze del sistema elettrico emerse dalla valutazione dello stato attuale e dalle analisi prospettiche. In particolare, gli interventi pianificati sono suddivisi nei paragrafi a seguire a seconda del driver del Piano di Sviluppo che il progetto consente di perseguire. I Driver fondamentali di Piano, introdotti nel Capitolo 1, sono i seguenti:

- Sicurezza, qualità e resilienza;
- Decarbonizzazione;
- Market efficiency;
- Sostenibilità sistemica.



4.3.1 Interventi per Sicurezza, qualità e resilienza

Il sistema elettrico di trasmissione può definirsi sicuro quando il suo funzionamento è garantito anche rispetto al “criterio N-1”: a fronte di guasti di singoli componenti di rete, il sistema deve permanere nello stato normale (ante guasto) oppure evolvere in uno stato di allerta che non presenti né violazioni dei limiti operativi fissati nel Codice di Rete né disalimentazione del carico.

Il potenziamento di asset esistenti e la realizzazione di nuovi interventi di sviluppo, unitamente alla normale attività di esercizio e mantenimento della rete, contribuiscono a garantire che la condizione sia soddisfatta ed a tale scopo sono finalizzati gli interventi riportati in [Figura 10](#).

Sono inoltre previste attività, nell’ambito del Piano di Sviluppo, finalizzate ad assicurare un livello adeguato di sicurezza anche attraverso la rimozione dei vincoli di esercizio; rientrano in questa casistica gli interventi che interessano:

- 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 ([Figura 10](#));
- elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide ([Figura 11](#)).

Inoltre, nell’ambito di un processo volto a garantire un continuo miglioramento della sicurezza e continuità del servizio di trasmissione e al fine di incrementare la resilienza a fronte degli eventi meteorologici estremi, sono stati programmati, oltre ad interventi di potenziamento della magliatura della rete di trasmissione, anche interventi di potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione, attraverso:

- installazione di dispositivi di sezionamento automatizzato ([Figura 12](#)) e di sezionatori motorizzati lungo la linea ([Figura 13](#));
- installazione di 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 ([Figura 14](#)). Tali dispositivi favoriranno la riduzione della durata delle possibili disalimentazioni per i suddetti utenti.
- adeguamento di stazioni esistenti con congiuntori sbarre ([di cui alla Figura 15](#)).

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre ad un’adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento. Per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo. A tal fine è prevista una serie di interventi di installazione dei nuovi condensatori (batterie da 54 MVar) e si prevede l’inserimento della nuova potenza reattiva sul livello di tensione 150 o 132 kV negli impianti riportati in [Figura 16](#) e [Figura 17](#).

A tali interventi si aggiungono ulteriori iniziative incluse nel Piano Sicurezza, finalizzate alla gestione della regolazione della tensione ed alla rimozione dei vincoli di rete così come rappresentate in [Figura 18](#).

FIGURA 10 *Potenziamento asset esistenti/ Realizzazione nuovi asset*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
104-P	NORD	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia		✓		✓			
10-P	NORD-OVEST	Rinforzi 132 Kv Area Metropolitana di Genova		✓					✓
115-P	NORD	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV di Musocco		✓		✓			
116-P	NORD	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	✓	✓				✓	
126-P	NORD	Stazione 380 kV Magenta		✓					
13-P	NORD-OVEST	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	✓	✓					
206-P	NORD-EST	Stazione 380kV Volpago		✓	✓	✓			
215-P	NORD-EST	Riassetto Alto Bellunese	✓	✓				✓	
237-P	NORD-EST	Stazione 220 kV di Schio		✓					
306-P	CENTRO-NORD	Riassetto rete 380 kV e 132kV area di Lucca		✓					✓
309-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 132 kV Elba - Continente		✓		✓		✓	
317-P	CENTRO-NORD	Rete metropolitana Firenze		✓					
326-P	CENTRO-NORD	Riassetto rete AT a Nord di Bologna		✓					✓
404-P	CENTRO	Riassetto area metropolitana di Roma		✓					
417-P	CENTRO	Stazione 150 kV Celano		✓					
420-P	CENTRO	Riassetto rete Teramo - Pescara		✓					
504-P	SUD	Riassetto rete AT penisola Sorrentina		✓				✓	
8-P	NORD-OVEST	Rimozione limitazioni rete 380kV area Nord-Ovest		✓	✓	✓			
511-P	SUD	Stazione 380 kV S.Sofia		✓					
514-P	SUD	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli		✓					
516-P	SUD	Interconnessione a 150 kV delle isole campane		✓			✓		
603-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	✓	✓		✓			
608-P	SICILIA	Riassetto area metropolitana di Palermo		✓					
611-P	SICILIA	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania		✓					
6-P	NORD-OVEST	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino		✓					
704-P	SARDEGNA	Elettrodotto 150 kV Taloro - Goni		✓					
707-P	SARDEGNA	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	✓	✓					
710-P	SARDEGNA	Potenziamento rete AT in Gallura		✓					
543-P	SUD	Nuovo elettrodotto 220 kV CP Arenella – SE Fuorigrotta		✓					
544-P	SUD	Riassetto rete AT area metropolitana di Bari	✓	✓			✓		
255-P	NORD-EST	Elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena		✓			✓		
18-P	NORD-OVEST	Rete Sud Torino		✓				✓	
7-P	NORD-OVEST	Sviluppi rete nelle province di Asti e Alessandria		✓				✓	

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione ecologica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

Continua FIGURA 10 *Potenziamento asset esistenti/ Realizzazione nuovi asset*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
225-P	NORD-EST	Potenziamento rete AT area Rovigo		✓			✓	✓	✓
29 -P	NORD-OVEST	Riassetto rete 220 kV area Sud Ovest di Torino		✓			✓		
161 -P	NORD	Riassetto rete 220 kV a Nord di Milano		✓					
30-P	NORD-OVEST	Elettrodotto 220 kV Erzelli - Bistagno		✓					
165-P	NORD	Razionalizzazione rete 380 kV Brianza		✓		✓			✓
259-P	NORD-EST	Razionalizzazione rete AT Verona		✓					✓
441-P	CENTRO	Razionalizzazione rete AT Costa Marchigiana		✓					✓
442-P	CENTRO	Razionalizzazione rete AT S. Benedetto del Tronto		✓					
549-P	SUD	Razionalizzazione rete AT Golfo di Gioia Tauro		✓					✓
550-P	SUD	Razionalizzazione Rete AT Golfo di Santa Eufemia		✓					✓
552-P	SUD	Razionalizzazione rete AT tra Barletta e Bari		✓					✓
444-P	CENTRO-SUD	Stazione 220/132 kV Capannelle		✓					
349-P	CENTRO-NORD	Stazione 380 kV Piombino	✓	✓			✓		
32-N	NORD OVEST	Rimozione Antenna CP Cappellazzo		✓					
167 - N	NORD	Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione Svizzera	✓	✓	✓	✓			
168-N	NORD	Riassetto rete 132 kV tra Mantova e Ostiglia		✓					
169-N	NORD	Riassetto rete tra Tavazzano e Colà		✓					
170-N	NORD	Riassetto rete tra Cislago e Dalmine		✓					
171-N	NORD	Nuova Stazione 380 kV Greggio		✓					✓
351-N	CENTRO-NORD	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV Calenzano-Suvereto		✓		✓			
352-N	CENTRO-NORD	Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata	✓	✓					
553-N	SUD	Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	✓	✓		✓	✓		✓
554-N	SUD	Nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA 2)	✓	✓	✓	✓			
555-N	SUD	Nuovo collegamento 380 kV Bolano Paradiso	✓	✓		✓			
556-N	SUD	Raccordi 150 kV alla SE Cerignola 380/150 kV	✓	✓		✓	✓		
557-N	SUD	Raccordi 380 kV alla SE Manfredonia 380 kV	✓	✓		✓	✓		
558-N	SUD	SE Melfi 380/150 kV e raccordi 150 kV	✓	✓		✓	✓		
559-N	SUD	Incremento magliatura 150 kV dorsale ferroviaria AV Roma - Napoli		✓					✓
560-N	SUD	SE 380/150 kV Foggia	✓	✓		✓	✓		
561-N	SUD	SE 380/150 kV Troia	✓	✓		✓	✓		
562-N	SUD	SE 380/150 kV Andria	✓	✓		✓	✓		

FIGURA 11 Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO RTN INTERESSATO	TENSIONE [kV]	INTERVENTO DI SVILUPPO PROPOSTO NEI PIANI PRECEDENTI	CODICE INTERVENTO
Torino	Rosone AEM - Grugliasco	220	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	4-P
	Grugliasco - Sangone	220	Riassetto 220 kV e 132 kV Provincia di Torino	6-P
	Trino Nuc. - Balzola	220	Soluzione allo studio	n.a.
	Pallanzeno - Magenta	220	Stazione 380 kV Magenta	126-P
	Camporosso - Campochiesa	220	Interconnessione Italia - Francia	3-P
	Campochiesa - Vado	220	Interconnessione Italia - Francia	3-P
Milano	Mese - Gravedona - Breccia	132	Stazione 380 kV Mese	127-P
	Ardenno - Zogno	132	Soluzione allo studio	n.a.
Venezia	Scorzè - Malcontenta	220	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	203-P
	Soverzene - Vellai	220	Razionalizzazione rete media valle del Piave	216-P
Firenze	S. Barbara - Montevarchi e Arezzo C. - La Penna	132	Rete AT di Arezzo	305-P
	Rubiera - Casalgrande	132	Rete AT di Modena	323-P
Roma	Fano - Montelabbate	132	Anello AT Riccione - Rimini	319-P
	Villanova - Ortona	150	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo ZI e nuovo smistamento	405-P
Cagliari	Area Nord Est compresa tra le linee: Viddalba - Tergu, Codrongianos - Tula, Codrongianos - Chilivani e Taloro - Nuoro 2	150	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa - Buddusò" e potenziamento rete AT in Gallura	707-P

FIGURA 12 Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO RTN INTERESSATO	TENSIONE [kV]	INTERVENTO DI SVILUPPO PROPOSTO NEI PIANI PRECEDENTI	CODICE INTERVENTO
Torino	CP Cappellazzo	132	Rimozione antenna CP Cappellazzo	32-N
	Savona - Vado Ligure - der. Sarpom Quiliano	132	Soluzione allo studio	n.a.
	S. Rocco - Robilante - der. Italcementi	132	Soluzione allo studio	n.a.
	S. Benedetto Po'	132	Riassetto rete 132 kV tra Mantova e Ostiglia	168-N
Milano	Glorenza - Villa di Tirano - der. Premadio	220	Elettrodotto 220 kV Glorenza - Tirano - der. Premadio	106-P
	Cislago - Meda - Mariano	132	Riassetto rete AT area Como	120-P
	Biassono - der. Sovico - Desio	132	Elettrodotto 132 kV "Biassono - Desio"	111-P
	La Casella - der. Arena - der. Copiano - Pavia Est	132	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo	108-P
	Mese - Breccia - Gravedona	132	Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona	164-P
	Bussolengo - Marcaria der. Air Liquide	220	Soluzione allo studio	n.a.
Venezia	Vellai - der. Cavilla - der. Vicenza - Cittadella	220	Soluzione allo studio	n.a.
	Glorenza - Castelbello - der. Lasa	132	Stazione 220 kV Glorenza	238-P
	Vicenza - Acc. Beltrame der. Acc. Valbruna	220	Soluzione allo studio	n.a.
	Udine N.E. - Redipuglia der. ABS	220	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	207-P
	Castelfranco CP - der. Cem Rossi - Quero	132	Soluzione allo studio	n.a.
	Castelfranco - der. Castelfranco - der. Tombolo - C. Sampiero	132	Elettrodotto 132 kV Castelfranco - Tombolo	244-P
	der. S. Lucia di Mentana	150	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	409-P
	der. Unicem	150	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	409-P
Roma	Chiusi - Pietrafitta - der. Vetriere Piegaresi	132	Razionalizzazione rete AT in Umbria	421-P
	Acquoria - Arci - der. Trelleborg	150	Riassetto rete area di Tivoli	439-P
	S. Rita - C. di Carne - der. Avir	150	Riassetto rete AT Roma Sud - Latina - Garigliano	418-P
	CP Casoli - CP Atessa ZI - der. A. S. Angelo	150	Rimozione derivazione rigida S. Angelo	433-P
	Albi - Catanzaro - der. Magisano CP	150	Soluzione allo studio	n.a.
Palermo	Vittoria - Gela - der. Dirillo	150	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	613-P
	Castel di Lucio - Troina CP - der. Serra Marrocco	150	Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio	614-P

FIGURA 13 *Dispositivi di sezionamento automatizzato*

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO INTERESSATO	TIPOLOGIA	TENSIONE [KV]	CODICE INTERVENTO
Torino	Deltacogne	Utente	132	718-P
	Duferdofin	Utente	132	718-P
	Ars. Marina Militare	Utente	132	718-P
	GNL Panigalia	Utente	132	718-P
	Plastipack	Utente	132	718-P
	Acc. Metafar Erba	Utente	132	719-P
	Praoil Ponte Pietra a Pollein	Utente	132	25-P
Milano	Acciaierie CALVISANO	Utente	132	719-P
	Frafi	Utente	132	719-P
	Sia	Utente	132	719-P
	Comabbio holcim	Utente	132	719-P
	Whirlpool	Utente	132	719-P
	I.R.O.	Utente	132	116-P
Padova	Marostica	Cabina Primaria	132	247-P
	Campolongo	Cabina Primaria	132	215-P
	S. Benedetto	Utente	132	206-P
	Sesto al Reghena	Cabina Primaria	132	213-P
Firenze	Cailungo	Cabina Primaria	132	337-P
	Fabbriche	Cabina Primaria	132	344-P
	Copparo	Cabina Primaria	132	344-P
	Grizzana RT	Cabina Primaria	132	326-P
	Roncobilaccio	Cabina Primaria	132	302-P
	Firenzuola	Cabina Primaria	132	302-P
	Vaiano RT (2)	Utente	132	302-P
Roma	Acea Orte	Utente	132	720-P
Napoli	Pozzuoli	Cabina Primaria	60	721-P
	Cava dei Tirreni	Cabina Primaria	60	721-P
	Cava dei Tirreni RFI	Utente	60	721-P
	Acquedotto S. Marino	Utente	60	721-P
	AQP Camastra	Utente	150	721-P
	Acquedotto S. Felice	Utente	60	721-P
	Laminazione sottile	Utente	60	721-P

FIGURA 14 *Installazione sezionatori motorizzati per incremento flessibilità di esercizio*

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO INTERESSATO	TIPOLOGIA	TENSIONE [KV]	CODICE INTERVENTO
Roma	Monte S. Giusto - Civitanova	Magliatura RTN	132	720-P
	Porto S. Elpidio - Colmarino	Magliatura RTN	132	720-P
	Rosara - Porto D'Ascoli	Magliatura RTN	132	720-P
	S. Omero - Alba Adriatica	Magliatura RTN	132	720-P
	Giulianova - Roseto	Magliatura RTN	132	720-P
	Ortona - Lanciano	Magliatura RTN	150	720-P
	Lanciano - Vasto	Magliatura RTN	150	720-P
	Montorio - Candia cd Rosara, Abbadia	Magliatura RTN	220	720-P
Napoli	S. Valentino - Salerno N	Magliatura RTN	60	721-P
	Tuscolano - Salerno Nord	Magliatura RTN	60	721-P
	Salerno Nord - Nocera	Magliatura RTN	60	721-P

FIGURA 15 *Installazione sezionatori motorizzati di bypass per utenti in antenna*

AREA	KV	UTENTE	CABINE PRIMARIE/PUNTO DI CONNESSIONE
TO	132	Ars. Marina Militare	CP Rebocco
	132	GNL Panigallia	CP Rebocco
	132	Comital	CP Volpiano
	132	Plastipack	CP Verbania
	132	Ocava	CP villanova
FI	132	So.F.Ter	CP Forlì Est
	132	Altair Chimica	CP Saline Di Volterra
	132	Berco	CP Copparo
	132	Italcemen.	CP Ravenna Baiona
	132	Cementeria Piacenza	CP Piacenza Est
	132	Granitifiandre	CP Pontefossa
	132	Acciaierie Beltrame	CP S.Giovanni Valdarno
	132	Palantone	CP Bondeno
	132	Piaggio	CP Pontedera
	132	Pilastresi	CP Bondeno
	132	Reggello	CP Figline
	132	Sicem Saga	CP San Polo D'Enza
VE	132	Acc.Civiale	CP Cividale
	132	Fincantieri Ts	CP Lisert
	132	Infunfor	CP Rovigo Zi
	132	Linde	CP Servola
	132	Paluzza	CP Tolmezzo
	132	Refel	CP Ponte Rosso
	132	Secab	CP Tolmezzo
	132	Techfil	CP Maniago
	132	Zanussi Met.	CP Maniago
	132	Zanussi Elect.Porcìa	CP Porcìa
RM	150	Enea Frascati	CP Enea Frascati Rm
	150	Sapa Profili	CP Mazzocchio
	150	Renomedici	CP Pied.S.Germano
	150	Molise Acque	CP S.Polo Is
	150	Ita S.Polo	CP S.Polo Is
	150	Trigno Ene	CP S.Salvo Zi
	150	Reynolds S	CP S.Virginia
	150	Colacem Mol	CP Sesto Cam.
	150	Sist.Sosp.	CP Sulmona Sm
	150	Fiat Termoli	CP Termoli Sm
	150	Klopman	CP Vallesacco
	132	Adrilon	CP Cellino A.
	132	Whirlpool Ut	CP Fabriano
	132	Profilglass	CP Fano Zi
	132	Cem.Barbetti	CP Gubbio
	132	Sgl-Car Tr	CP Narni S.P
	132	Dea Osimo	CP Osimo
	132	Sacci Pe	CP S.Donatope
	132	Cementir	CP Spoleto
	150	Raffinerie	CP A.Raffinerie
	150	Dphar Spa	CP Anagni Zi
	150	Sevel	CP Atessa Zi
	150	Burgo Avezz.	CP Avezzano Z
	150	R.Vaticana	CP Casaccia Sez
	150	Ene Casaccia	CP Casaccia Sez
	150	Sid.Lt Martin	CP Ceperano Zi
	150	Italtracto	CP Ceperano Zi
	150	Ita C.Ferro	CP Colleferro
NA	220	Imi Sud	CP Casoria
	150	Ivecosofim	CP Foggia Ind
	150	Italc. Sa	CP Fuorni
	150	Sol Na	CP Fuorni
	150	Acq.Locone	CP Lamalunga
	150	Igat	CP Pignataro
	150	Marina M.	CP Taranto E
	150	Base Nato	CP Taranto S
PA	150	Cantieri Navali	CP Quattroventi

FIGURA 16 *Adeguamento stazioni con congiuntori sbarre*

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO INTERESSATO	TIPOLOGIA	TENSIONE [kV]	CODICE INTERVENTO
Padova	Spinea RT	Utente	132	248-P
	Verona RT	Utente	132	248-P
	Bolzano RT	Utente	132	248-P
	Conegliano RT	Utente	132	248-P
Firenze	Grosseto RT	Utente	132	347-P
	Chiusi RT	Utente	132	347-P

FIGURA 17 *Installazione nuovi condensatori (batterie da 54 MVar)*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
335-P	CENTRO-NORD	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Stazione Colunga (BO)		✓					
430-P	CENTRO	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Stazione Cappuccini (PG)		✓					
308-P	CENTRO-NORD	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Nuova Stazione 132 kV di Collesalveti (LI)		✓					

FIGURA 18 *Installazione nuovi reattori - livello di tensione 400 e 220 kV*

REATTORE	TENSIONE [kV]	POTENZA [MVAR]	SCALA DI PRIORITÀ
Turbigo	380	258	Media
Glorenza	220	100	Alta/Media
Pianezza	220	70	Media
Tirano	150	100	Media

FIGURA 19 Interventi programmati ai fini Sicurezza

INSTALLAZIONI STATCOM

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [KV]
Centro	STATCOM presso la stazione di Latina	FACTS	400
Centro	STATCOM presso la stazione di Villanova	FACTS	400
Centro	2 STATCOM presso la stazione di Aurelia	FACTS	400
Sud	STATCOM presso la stazione di Galatina	FACTS	400

INSTALLAZIONI COMPENSATORI

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [KV]
Centro-Nord	Compensatore sincrono presso la stazione di Forlì	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro-Nord	Compensatore sincrono presso la stazione di Ravenna	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro-Nord	Compensatore sincrono presso la stazione di Suvereto	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Montalto	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Candia	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Fano	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Rosara	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Villanova	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sud	Compensatore sincrono presso la stazione di Rotello	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sud	Compensatore sincrono presso la stazione di Garigliano	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sud	Compensatore sincrono presso la stazione di Foggia	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sud	Compensatore sincrono presso la stazione di Troia	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sud	Compensatori sincroni presso la stazione di Brindisi Pignicelle	Compensatori c.a. 500 MVar	400
Sud	Compensatori sincroni presso la stazione di Maida	Compensatori c.a. 500 MVar	400
Sicilia	Compensatori sincroni presso la stazione di Caracoli	Compensatori c.a. 500 MVar	400
Sardegna	Compensatore sincrono presso la stazione di Codrongianos	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sardegna	Compensatori sincroni presso la stazione di Ittiri	Compensatori c.a. 500 MVar	400

INSTALLAZIONI REATTORI

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [KV]
Centro	Reattore presso la stazione di Roma Est	Reattore da 258 MVar	400
Centro	Reattore presso la CP Flaminia*	Reattore da 80 MVar	150
Sud	Reattore presso la stazione di Rotello	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di S. M. Capua Vetere	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di Montecorvino	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di Patria	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la CP Secondigliano*	Reattore da 180 MVar	220
Sud	Reattore presso la CP Casoria*	Reattore da 180 MVar	220
Sud	Reattore presso la stazione di Deliceto	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di Torremaggiore	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di Cerignola	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di Bari Ovest	Reattore da 80 MVar	150
Sicilia	Reattore presso la stazione di Bellolampo	Reattore da 80 MVar	150
Sicilia	Reattore presso la stazione di Casuzze	Reattore da 80 MVar	150
Sicilia	Reattore presso la stazione di Fulgatore	Reattore da 180 MVar	220
Sicilia	Reattore presso la stazione di Partinico	Reattore da 180 MVar	220

* Da installare su impianti del distributore

ALTRI INTERVENTI

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [KV]
Sud	Sdoppiamento sbarre presso la stazione di Laino	Stazione	400

4.3.2 Interventi per la Decarbonizzazione

4.3.2.1 Infrastrutture di rete per la produzione da fonte rinnovabile

Il D.Lgs 93/11, recependo la direttiva 2009/28/CE, ha previsto che nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale sia presente un'apposita sezione volta a identificare gli interventi preventivi necessari per il pieno sfruttamento dell'energia proveniente dalla produzione di impianti da fonti rinnovabili. Si riporta dunque di seguito una sintesi delle azioni di sviluppo definite nel presente Piano al fine di favorire la piena integrazione della produzione da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale.

Tutti gli interventi sono descritti in questo volume e nel documento "Avanzamento Piani Precedenti", che riportano, rispettivamente, il dettaglio dei nuovi interventi e lo stato di avanzamento di quelli già pianificati.

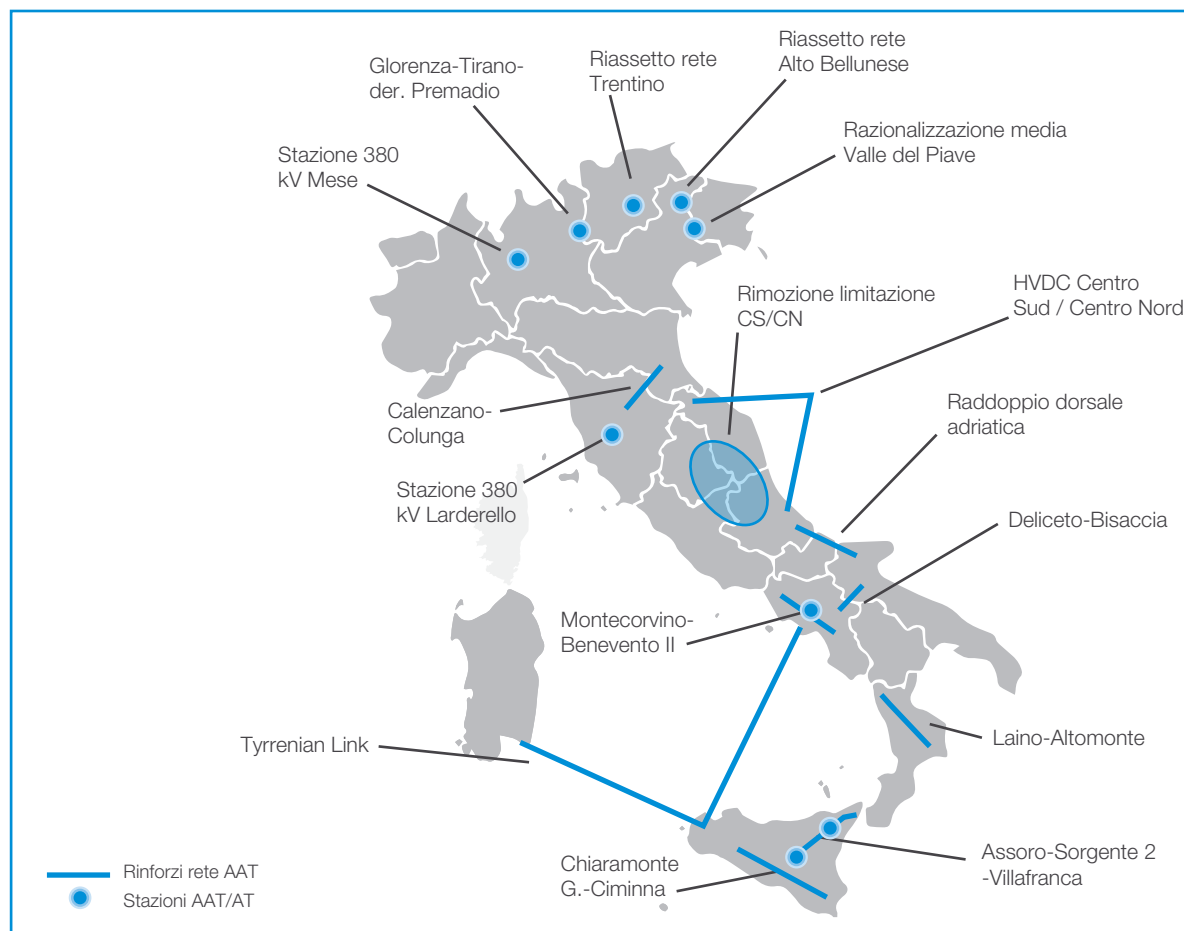
4.3.2.2 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT

Le analisi di rete condotte al fine di favorire l'utilizzo e lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile, hanno spinto ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 380 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione di sub-trasmissione a 150 – 132 kV.

I principali interventi di sviluppo sulla rete AAT sono mostrati in Figura 20 ed elencati in [Figura 21](#).

Gli interventi di sviluppo della rete di trasmissione interessano trasversalmente molte delle regioni italiane e prevedono principalmente la realizzazione di nuove stazioni di raccolta e trasformazione 380 – 150 kV e nuove stazioni di smistamento 150 – 132 kV. Sono altresì previsti potenziamenti di porzioni di rete e riassetti locali, spesso connessi all'inserimento sulla rete primaria delle nuove stazioni di raccolta.

FIGURA 20 *Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da fonte rinnovabile (FER) sulla rete AAT*



Nelle figure seguenti sono catalogati schematicamente i principali interventi finalizzati ad una maggiore integrazione della produzione da fonte rinnovabile sia sulla rete AAT che AT. Essi vengono suddivisi per la macroarea di appartenenza del sistema elettrico.

FIGURA 21 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione primaria 380 -220 kV

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
106-P	NORD	Elettrodotto 220kV Glorenza - Tirano - der Premadio	✓			✓			
116-P	NORD	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	✓	✓				✓	
127-P	NORD	Stazione 380 kV Mese	✓			✓			
222-P	NORD-EST	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	✓	✓		✓			
238-P	NORD-EST	Stazione 220 kV Glorenza	✓	✓					
249-P	NORD-EST	Stazione 220/132 kV S.Floriano	✓	✓					✓
301-P	CENTRO-NORD/SARDEGNA	Sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia	✓	✓	✓	✓			
302-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	✓	✓				✓	✓
345-P	CENTRO-NORD	Stazione 380/132 kV Larderello	✓			✓			✓
401-P	CENTRO	Interconnessione HVDC Italia - Montenegro (secondo modulo)	✓	✓	✓	✓			
402-P	CENTRO/SUD	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	✓	✓		✓			
414-P	CENTRO	Stazione 380 kV Rotello	✓	✓				✓	
432-P	CENTRO-NORD	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud - Centro Nord	✓	✓		✓			
436-P	CENTRO/CENTRO-NORD	HVDC Centro Sud - Centro Nord	✓			✓			
501-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	✓			✓			
505-P	SUD	Stazione 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	✓			✓			
506-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord - Benevento II	✓	✓		✓			
510-P	SUD	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	✓	✓				✓	
538-P	SUD	Stazione 380/150 kV Deliceto	✓						
539-P	SUD	Stazione 380/150 kV Galatina	✓	✓					
601-I	SICILIA	Nuova interconnessione Italia - Tunisia	✓		✓				
602-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi - Ciminna"	✓	✓		✓			
603-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	✓	✓		✓			
604/619-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 - Villafranca	✓	✓		✓			
607-P	SICILIA	Elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore	✓	✓		✓			
616-P	SICILIA	Stazione 380 kV Vizzini (ex S/E 380 kV Mineo)	✓	✓					
723-P	SUD/SARDEGNA/SICILIA	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna	✓						
349-P	CENTRO-NORD	Stazione 380 kV Piombino	✓	✓			✓		

Le aree del Centro-Sud e Sud sono storicamente caratterizzate da una rete più debole e meno magliata rispetto alle aree del Settentrione, generalmente più industrializzate.

Allo stesso tempo però, l'area del mezzogiorno è a maggior potenziale di sviluppo di nuova capacità installata da fonti rinnovabili. Sono stati dunque pianificati numerosi e significativi sviluppi della rete (*Figura 22*) al fine di garantire il pieno sfruttamento della generazione da fonte rinnovabile e ridurre le ore di congestione nei transiti di potenza verso l'estero e le aree più energivore del Paese. Rivestono particolare importanza per l'integrazione FER gli interventi per la realizzazione di nuove Stazioni 380 – 150 kV e relativi rinforzi su rete AAT e AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento. Inoltre, nell'ambito del Piano di Sviluppo 2021, sono stati pianificati due nuovi elettrodotti 380 kV tra Campania e Basilicata volti alla raccolta della nuova generazione FER e all'aumento del limite di transito tra Sud e Centro Sud.

FIGURA 22 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sud)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
402-P	CENTRO/SUD	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	✓	✓		✓			
501-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	✓			✓			
503-P	SUD	Riassetto rete AT nell'area di Potenza	✓	✓					
505-P	SUD	Stazione 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	✓			✓			
506-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord - Benevento II	✓	✓		✓			
509-P	SUD	Riassetto rete Nord Calabria	✓	✓		✓			
510-P	SUD	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	✓	✓				✓	
517-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania	✓	✓					
518-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Campania	✓						
519-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia	✓						
520-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata	✓					✓	
521-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria	✓						
522-P	SUD	Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco - Maratea	✓	✓					
525-P	SUD	Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica	✓						
528-P	SUD	Elettrodotto 150 kV "Goletto - Avellino N."	✓					✓	
529-P	SUD	Raccordi a 150 kV Brindisi Sud	✓						
531-P	SUD	Nuovo elettrodotto 150 kV "SSE Benevento FS - CP Benevento Ind."	✓						
532-P	SUD	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Potenza e Matera	✓						
534-P	SUD	Direttrice 150 kV "SE Foggia - SSE Termoli"	✓						
535-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	✓						
538-P	SUD	Stazione 380/150 kV Deliceto	✓						
539-P	SUD	Stazione 380/150 kV Galatina	✓	✓					
540-P	SUD	Stazione 150 kV Tanagro	✓	✓					
723-P	SUD/SARDEGNA/SICILIA	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna	✓						
544-P	SUD	Riassetto rete AT area metropolitana di Bari	✓	✓			✓		
548-P	SUD	Nuovo Potenziamento rete AT area Crotone	✓						✓

In Sardegna si evidenziano gli interventi inerenti il potenziamento della rete AT della Gallura, gli elettrodotti “S. Teresa – Tempio – Buddusò”, “Selargius – Goni”, “Taloro – Bono –Buddusò” (Figura 23).

FIGURA 23 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sardegna)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
301-P	CENTRO-NORD/SARDEGNA	Sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia	✓	✓	✓	✓			
706-P	SARDEGNA	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto - Porto Torres	✓	✓					
707-P	SARDEGNA	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	✓	✓					
708-P	SARDEGNA	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius - Goni	✓	✓					
723-P	SUD/SARDEGNA/SICILIA	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna	✓						
727-P	SARDEGNA	Adeguamento SE Tula	✓	✓					
729-P	SARDEGNA	Adeguamento SE Nurri	✓	✓					
730-P	SARDEGNA	Adeguamento SE Ulassai	✓	✓					

Per il superamento delle limitazioni di trasporto in Sicilia si prevedono interventi puntuali di rimozione di componenti di rete limitanti e/o affetti da alto rateo di guasto, da realizzare su vaste porzioni della rete AT, in particolare afferenti alle direttrici “Favara – Gela”, “Melilli – Caltanissetta”, “Ciminna – Caltanissetta” e “Caltanissetta – Sorgente” (Figura 24).

FIGURA 24 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sicilia)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
601-I	SICILIA	Nuova interconnessione Italia - Tunisia	✓		✓				
602-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi - Ciminna"	✓	✓		✓			
603-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	✓	✓		✓			
604/619-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 - Villafranca	✓	✓		✓			
614-P	SICILIA	Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio	✓						
616-P	SICILIA	Stazione 380 kV Vizzini (ex S/E 380 kV Mineo)	✓	✓					
618-P	SICILIA	Interventi sulla rete AT nell'area sud orientale della Sicilia	✓	✓					
723-P	SUD/SARDEGNA/SICILIA	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna	✓						
626-P	SICILIA	Nuovo elettrodotto 150 kV Valledlunga RT - SE Cammarata	✓	✓					
630-N	SICILIA	Interconnessione isola di Favignana	✓	✓			✓		
623-N	SICILIA	Incremento magliatura 150 kV area di Trapani	✓	✓					

Nel Centro Italia sono previsti interventi di potenziamento della rete AT per la raccolta ed evacuazione della produzione rinnovabile in Abruzzo, Lazio e Molise verso i centri di carico del Lazio e dell'area metropolitana di Roma. Si prevede inoltre, tra le stazioni elettriche di Pian della Speranza, Tavarnuzze e Larderello, il riassetto della rete AT al fine di favorire la produzione di energia da fonte geotermica, utilizzata sia in copertura della richiesta locale sia in immissione sulla rete AAT (Figura 25).

FIGURA 25 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Centro e Centro-Nord)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
301-P	CENTRO-NORD/SARDEGNA	Sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia	✓	✓	✓	✓			
302-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	✓	✓				✓	✓
311-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS	✓	✓		✓			✓
312-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello - Larderello	✓	✓					
313-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 132kV Tavarnuzze - Larderello	✓	✓					
345-P	CENTRO-NORD	Stazione 380/132 kV Larderello	✓			✓			✓
401-P	CENTRO	Interconnessione HVDC Italia - Montenegro	✓	✓	✓	✓			
402-P	CENTRO/SUD	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	✓	✓		✓			
410-P	CENTRO	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Molise	✓						
411-P	CENTRO	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Lazio	✓	✓					
412-P	CENTRO	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise	✓						
414-P	CENTRO	Stazione 380 kV Rotello	✓	✓				✓	
432-P	CENTRO-NORD	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud - Centro Nord	✓	✓		✓			
436-P	CENTRO/NORD	HVDC Centro Sud - Centro Nord	✓			✓			
349-P	CENTRO-NORD	Stazione 380 kV Piombino	✓	✓			✓		
352-N	CENTRO-NORD	Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata	✓	✓					

Infine, nel Nord del Paese, gli interventi previsti sono volti a potenziare l'integrazione della produzione idroelettrica. In particolare, nell'area Nord-Est è prevista la realizzazione di nuove stazioni 380/220/132 kV per la raccolta della produzione e l'evacuazione della stessa verso i centri di carico locali (Figura 26). Nel Nord – Ovest sono previsti il ripotenziamento della porzione di rete AT tra Novara e Biella e la razionalizzazione della rete 220 e 132 kV della Provincia di Torino, massimizzando così lo sfruttamento delle risorse idriche presenti (Figura 27).

FIGURA 26 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Nord-Est)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
215-P	NORD-EST	Riassetto Alto Bellunese	✓	✓				✓	
216-P	NORD-EST	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	✓	✓		✓			
220-P	NORD-EST	Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza	✓	✓			✓		
221-P	NORD-EST	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	✓	✓			✓		
222-P	NORD-EST	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	✓	✓		✓			
238-P	NORD-EST	Stazione 220 kV Glorenza	✓	✓					
240-P	NORD-EST	Stazione Bressanone	✓	✓					✓
245-P	NORD-EST	Diretrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS - Mori	✓	✓					✓
249-P	NORD-EST	Stazione 220/132 kV S.Floriano	✓	✓					✓
250-P	NORD-EST	Riassetto rete Caneva	✓	✓					
251-P	NORD-EST	Stazione 132 kV Vipiteno	✓	✓					✓

FIGURA 27 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Nord e Nord-Ovest)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
106-P	NORD	Elettrodotto 220kV Glorenza - Tirano - der Premadio	✓			✓			
116-P	NORD	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	✓	✓				✓	
127-P	NORD	Stazione 380 kV Mese	✓			✓			
13-P	NORD-OVEST	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	✓	✓					
151-P	NORD	Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio	✓	✓		✓			
162-P	NORD	Riassetto rete AT area Bordogna	✓	✓		✓			
164-P	NORD	Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona	✓	✓					

4.3.3 Interventi per Market Efficiency

Questa sezione è dedicata all'individuazione degli interventi finalizzati all'efficientamento dei mercati dell'energia, attraverso la riduzione delle congestioni e il rafforzamento delle interconnessioni internazionali.

Come già esaurientemente esplicitato nei capitoli precedenti, infatti, il rafforzamento delle capacità di scambio sui collegamenti che tendono o tenderanno a rappresentare una limitazione alla partecipazione di impianti più efficienti, tanto dal punto di vista economico quanto in termini di emissioni, ai mercati dell'energia risulta di primaria importanza.

Qui di seguito vengono quindi presentati gli interventi pianificati sul territorio nazionale per risolvere le congestioni inter- e intra-zonali e quelli pianificati per l'incremento della capacità di scambio con i Paesi confinanti.

4.3.3.1 Interventi per la riduzione delle congestioni

In conformità a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna è tenuta a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale e ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali.

4.3.3.1.1 Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali

Sulla base dell'analisi dei segnali provenienti dai mercati dell'energia (cfr. paragrafo 2.10.2), è prevista la realizzazione di una serie di interventi ai fini dello sviluppo della capacità di scambio interzonale (*Figura 28*).

La sezione Centro Nord-Centro Sud conferma un numero significativo di ore di congestione nel medio/lungo termine in conseguenza soprattutto della riduzione dei vincoli di rete sulle sezioni Sud-Centro Sud e della disponibilità di nuove FER. Si conferma pertanto la necessità di rinforzare tale sezione attraverso la realizzazione di interventi di rimozione limitazioni Centro Sud-Centro Nord (432-P) e di un nuovo HVDC Centro Sud-Centro Nord (436-P).

La sezione Centro Sud-Sud ha registrato una riduzione delle ore di congestione. Nonostante ciò, la zona Sud si conferma con il prezzo zonale più basso, potenzialmente in grado di esportare capacità produttiva efficiente. Al fine di incrementare la capacità di trasporto e ridurre la rendita di congestione in tale sezione, ancora significativa, è prevista la realizzazione dei progetti:

- 380 kV "Foggia-Villanova" (402-P) e 380 kV "Deliceto-Bisaccia" (505-P), anche funzionali a ridurre i vincoli di produzione per Foggia e Brindisi ed a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al Sud;
- 380 kV "Montecorvino - Benevento" (506-P) funzionale alla risoluzione delle congestioni interzonali a Sud, oltre che a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;
- 380 kV "Aliano-Montecorvino" (546-P) e "Nord Benevento" (553-N)⁹ funzionali alla riduzione delle congestioni interzonali e all'integrazione della produzione degli impianti da fonti rinnovabili.

La sezione Rossano-Sud (attuale sezione Calabria – Sud), con un numero di ore di congestione in leggera diminuzione rispetto al 2019, è interessata da:

- "Riassetto rete Nord Calabria" (509-P) che contribuisce alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano (attuale zona Calabria) e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria.

⁹ Nuovo intervento del Piano di Sviluppo 2021

La sezione Sicilia – Rossano (attuale Sicilia – Calabria), sebbene le ore di congestione siano in leggero aumento rispetto al 2019, è caratterizzata da un numero non trascurabile di ore congestionate che vedono la Sicilia soprattutto in import. Tale sezione è interessata da:

- Elettrodotto 380 kV “Sorgente – Rizziconi” (501-P) che per mezzo dei due nuovi cavi sottomarini, entrati in servizio nel 2016, e future varianti localizzative terrestri, le quali – oltre agli ulteriori benefici ambientali territoriali - consentiranno di incrementare il limite di scambio tra le zone di mercato fino al valore di 1500 MW;
- Elettrodotto 380 kV “Bolano-Paradiso” (555-N)¹⁰ che per mezzo di un ulteriore nuovo collegamento sottomarino permetterà di incrementare il limite di scambio tra le zone di mercato fino al valore di 2000 MW.

Infine, in relazione agli scenari a elevata penetrazione FER, è stata prevista la realizzazione di un nuovo collegamento per rinforzare la capacità di scambio tra Continente – Sicilia e Sardegna (723-P), al fine di una maggiore integrazione dei mercati (notevole l’impatto sui mercati di servizi di dispacciamento) e per poter integrare una sempre crescente capacità rinnovabile al Sud, che, coerentemente con il PNIEC, sarà caratterizzata da significativi trend di crescita al 2030.

FIGURA 28 *Interventi per la riduzione delle congestioni interzonal*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
302-P	Centro-Nord	Elettrodotto 400 kV “Calenzano – Colunga”	✓	✓		✓		✓	✓
432-P	Centro-Nord/ Centro-Sud	Interventi di rimozione limitazioni Centro Sud – Centro Nord	✓	✓		✓			
402-P	Centro-Sud/ Sud	Elettrodotto 400 kV “Foggia – Villanova”	✓	✓		✓			
505-P	Centro-Sud/ Sud	Elettrodotto 400 kV “Deliceto – Bisaccia”	✓			✓			
506-P	Centro-Sud/ Sud	Elettrodotto 400 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	✓	✓		✓			
509-P	Sud	Riassetto rete nord Calabria	✓	✓		✓			
555-N	Sud	Nuovo collegamento 380 kv Bolano – Paradiso	✓	✓		✓			
501-P	Sicilia/ Rossano	Elettrodotto 400 kV “Sorgente-Rizziconi”	✓	✓		✓			
723-P	Centro-Sud/Sicilia/ Sardegna	Collegamento HVDC Continente – Sicilia - Sardegna	✓			✓			

4.3.3.1.2 Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali

Come previsto Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna è tenuta a deliberare gli interventi volti ad assicurare l’efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell’energia elettrica nel territorio nazionale.

In questo contesto, sono stati pianificati interventi funzionali a garantire il superamento delle congestioni all’interno delle zone di mercato al fine di rendere la produzione più efficiente e incrementare la disponibilità di risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento (Figura 29).

Dall’analisi dei segnali provenienti dai mercati per il servizio di dispacciamento (cfr. paragrafo 2.9.5), emerge sempre una necessità elevata di garantire interventi che consentano una riduzione degli oneri e delle movimentazioni in MSD ex-ante. Per quanto concerne l’area Nord Ovest nel paese, sono stati pianificati gli interventi per consentire l’utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell’import dalla frontiera con la realizzazione delle attività funzionali alla rimozione delle limitazioni rete 380 kV area Nord-Ovest (8 – P).

¹⁰ Nuovo intervento del Piano di Sviluppo 2021

Nell'area Nord è stato pianificato un nuovo elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia (104 – P) nell'ottica di incrementare l'efficienza della rete elettrica e garantire un miglior dispacciamento della produzione elettrica della Lombardia.

L'area Nord Est del paese, dove è prevalente la presenza di rete 220 kV, presenta carenze infrastrutturali che richiedono di rinforzare la Rete di Trasmissione Nazionale con la razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova (203 – P) al fine di migliorare la sicurezza di esercizio, la flessibilità e l'economicità del servizio della rete veneta.

Nella Regione Siciliana è prevista la realizzazione dell'elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi – Ciminna" (602 – P) finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della regione.

FIGURA 29 *Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI
8-P	Nord-Ovest	Rimozione limitazioni rete 400 kV area Nord-Ovest	✓	✓	✓	✓			
104-P	Nord	Elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia		✓		✓			
203-P	Nord-Est	Razionalizzazione 400 kV fra Venezia e Padova		✓		✓	✓		
602-P/ 604-P	SICILIA	Sviluppo rete primaria 400-220 kV in Sicilia	✓	✓		✓			
603-P	SICILIA	Elettrodotto 400 kV Paternò – Priolo	✓	✓		✓			
351-N	CENTRO-NORD	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV Calenzano-Suvereto		✓		✓			
607-P	SICILIA	Elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore	✓			✓			

4.3.3.2 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

Come previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna, oltre a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, è tenuta a sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire una maggiore sicurezza, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi, e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica attraverso l'accesso a mercati potenzialmente più vantaggiosi.

In particolare, dall'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri (cfr. paragrafo 2.10.3) e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa (Figura 30): la frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) e le frontiere con il Nord Africa, la Corsica, la Grecia e i Balcani, a fronte di un differenziale di prezzo che, in base alle previsioni attualmente disponibili, tenderà a mantenersi elevato.

A tal riguardo, occorre considerare (Figura 30):

- lo sviluppo dei progetti previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i., che prevede la realizzazione di un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero. La legge, infatti, introduce la tipologia degli interconnector ovvero progetti di Interconnessione finanziati da clienti finali¹¹ selezionati da Terna tramite apposite procedure. In particolare, la Legge prevede che i soggetti selezionati, oltre a finanziare le opere di interconnessione, affidino a Terna un mandato per la realizzazione e l'esercizio delle stesse;
- 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;
- 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;
- il raddoppio dell'interconnessione con la Grecia, per garantire l'esercizio della rete in sicurezza ed un incremento dell'efficienza dei mercati e dei servizi;

¹¹ Titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW.

- le linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 943/2019). La Concessione (art. 9) prescrive a Terna di tenere conto di tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento all'individuazione delle necessità di potenziamento della rete d'interconnessione con l'estero.

I potenziali benefici derivanti da un sistema energetico interconnesso non soddisfano un singolo obiettivo, ma trasversalmente contribuiscono al miglioramento complessivo del sistema elettrico (Figura 31).

In primis:

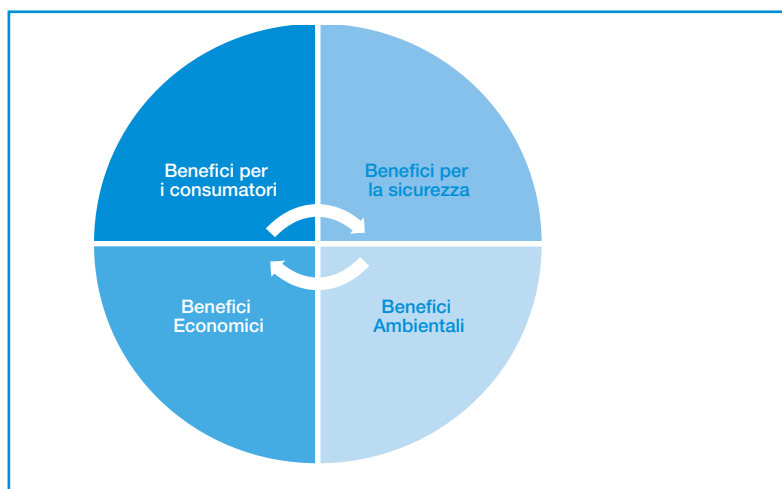
- i benefici per i **consumatori**: una maggiore integrazione del **mercato europeo**, permette una maggiore efficienza e rafforza la concorrenza attraverso l'utilizzo di risorse disponibili migliori e a minor costo;
- i benefici nella **sicurezza di fornitura** su scala nazionale ed Europea, attraverso un migliore uso dei meccanismi di aiuto immediato tra gestori dei sistemi di trasmissione. Inoltre, le interconnessioni rafforzano la cooperazione e la solidarietà reciproca, come verificatosi negli ultimi mesi del 2016 in occasione dell'indisponibilità del parco nucleare francese.

FIGURA 30 Sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero

INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO							
	INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI	TRANSIZIONE ECOLOGICA
Sviluppo della capacità di interconnessione – frontiera Nord (Francia, Austria, Slovenia)	✓		✓					✓
Sviluppo della capacità di interconnessione – frontiera con il Sud Est Europa (SEE)			✓					✓
Sviluppo della capacità di interconnessione - Nord Africa	✓		✓					✓
Sviluppo della capacità di interconnessione sulla frontiera Italia - Grecia			✓					✓
Progetti previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i., per ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero - Interconnector finanziati da clienti finali			✓					✓
Linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009)			✓		✓			✓

Una rete ben interconnessa è fondamentale per lo sviluppo sostenibile e la decarbonizzazione del mix energetico poiché consente di integrare livelli crescenti di energie rinnovabili variabili in modo più sicuro e più efficiente. L'aumento della quota delle energie rinnovabili nel mix energetico contribuisce al conseguimento degli obiettivi climatici dell'UE, grazie alla riduzione delle emissioni di CO₂ e alla maggiore sicurezza dell'approvvigionamento. Pertanto, la nuova capacità di interconnessione contribuirà ad incrementare la capacità di integrazione delle energie rinnovabili, nonché a migliorare la gestione dei flussi di potenza prodotta da fonti intermittenti.

FIGURA 31 Opportunità e benefici derivanti dall'incremento della capacità di interconnessione



In conclusione, le interconnessioni potranno apportare benefici economici per il paese quali:

- riduzione del prezzo unico nazionale;
- approvvigionamento diversificato del mix produttivo;
- approvvigionamento di riserva dall'estero;
- servizi di bilanciamento dei mercati.

La pianificazione delle interconnessioni è oggetto di apposite valutazioni ed analisi svolte congiuntamente tra i Gestori di rete Europei, come dettagliato nella sezione *“Pianificazione coordinata tra Transmission System Operators in ambito Internazionale”* di cui al Capitolo 1, e riportate nel Piano di Sviluppo Europeo¹².

Al fine di garantire la massima trasparenza e soddisfare le disposizioni di cui alla elaborazione dell'ARERA 627/2016 e s.m.i nonché alle richieste pervenute dagli stakeholders in fase di consultazione del Piano di Sviluppo di Terna, i paragrafi seguenti sono dedicati alla descrizione delle attività ed opportunità di sviluppo della capacità transfrontaliera con riferimento a:

- progetti pianificati dal Gestore della Rete di Trasmissione di concerto con i Gestori dei Paesi confinanti;
- progetti pianificati e sviluppati dal Gestore della Rete di Trasmissione ai sensi della L. 99/2009 e sue modifiche ed integrazioni;
- progetti nella titolarità di soggetti terzi, cosiddette *merchant line*, ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento Europeo 943/2019).

4.3.3.2.1 Capacità di interconnessione attuale

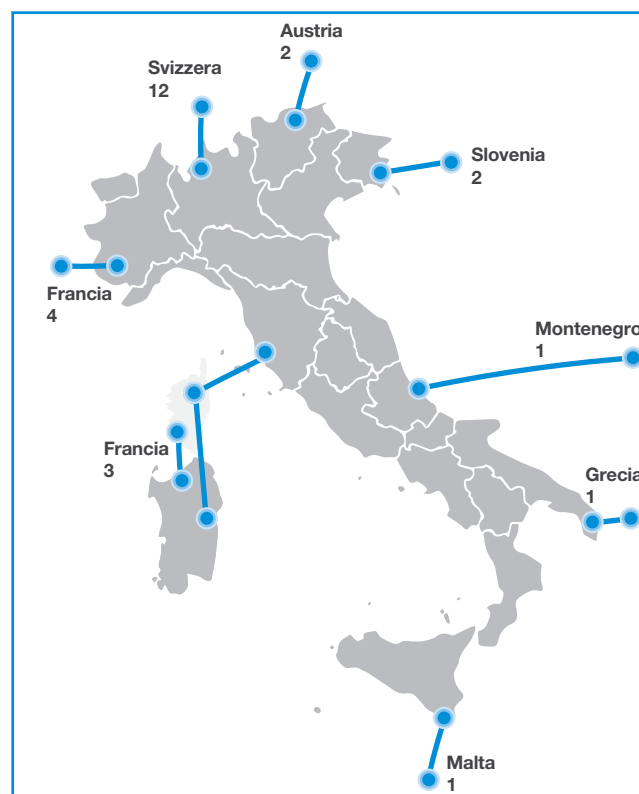
Come evidenziato sopra, allo stato attuale la capacità d'interconnessione italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del Paese (*Figura 32*), collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia e con il Montenegro.

Delle 26 linee di interconnessione suddivise tra i vari livelli di tensione, tre sono Merchant line, e più precisamente l'elettrodotto 380 kV “Mendrisio-Cagno”, l'elettrodotto 150 kV “Tirano-Campocologno” e l'elettrodotto 132 kV “Tarvisio-Greuth”, l'ultimo ad entrare in servizio nel 2012.

Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord (Net Transfer Capacity - NTC)¹³ per l'anno 2021 è nel range fra i 6.300 MW e gli 8.400 in import e fra i 3.000 MW e i 3.900 in export (*Figura 33*); tali valori sono valutati di concerto con i gestori di rete confinanti. Questi subiranno un ulteriore incremento grazie al contributo atteso dall'interconnessione “HVDC Piossasco – G. Ile” la cui entrata in esercizio è attualmente prevista per la fine del 2021, determinando un aumento di 1200 MW in import e di 1000 MW in export.

Inoltre, in aggiunta a quanto evidenziato sulla frontiera Nord, a partire dall'anno 2020 deve essere considerata anche la nuova capacità di scambio NTC sulla frontiera Italia-Montenegro pari a 600¹⁴ MW in import e in export a seguito dell'entrata in esercizio del primo polo relativo al collegamento HVDC Villanova- Kotor avvenuta a fine 2019.

FIGURA 32 *Interconnessioni esistenti*



¹² https://download.terna.it/terna/NTC%202021_8d8ccf0565f4242.pdf?direct=true

¹³ Al netto della connessione in antenna di Malta (collegamento in corrente alternata della capacità di 250 MVA).

¹⁴ Di cui 200 MW concessi in esenzione ai finanziatori privati in accordo a quanto previsto dalla legge 99/09

FIGURA 33 Capacità di scambio in import/export (2021)

Capacità di scambio in import					
PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		PEAK	OFF PEAK	PEAK	OFF PEAK
Lunedì - Sabato	Francia	3.150	2.995	2.700	2.470
	Svizzera	4.240	3.710	3.420	3.100
	Austria	315	295	270	255
	Slovenia	730	620	515	475
	Totale Frontiera Nord	8.435	7.620	6.905	6.300
	Grecia	500	500	500	500
	Montenegro	600	600	600	600
	Domenica	Francia	2.995	2.995	2.470
Svizzera		3.710	3.710	3.100	3.100
Austria		295	295	255	255
Slovenia		620	620	475	475
Totale Frontiera Nord		7.620	7.620	6.300	6.300
Grecia		500	500	500	500
Montenegro		600	600	600	600

Capacità di scambio in export					
PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		PEAK	OFF PEAK	PEAK	OFF PEAK
Lunedì - Sabato	Francia	995	1.160	870	1.055
	Svizzera	1.810	1.910	1.440	1.660
	Austria	100	145	80	100
	Slovenia	660	680	620	645
	Totale Frontiera Nord	3.565	3.895	3.010	3.460
	Grecia	500	500	500	500
	Montenegro	600	600	600	600
	Domenica	Francia	1160	1.160	1.055
Svizzera		1910	1.910	1.660	1.660
Austria		145	145	100	100
Slovenia		680	680	645	645
Totale Frontiera Nord		3.895	3.895	3.460	3.460
Grecia		500	500	500	500
Montenegro		600	600	600	600

4.3.3.2.2 Progetti di interconnessione

In relazione agli interventi pianificati e sviluppati da Terna, le attività sono coordinate in modo tale che la realizzazione dell'interconnessione ed il pieno sfruttamento della stessa sia coerente con il Piano di Sviluppo tenendo conto che la piena capacità del collegamento proposto viene valutata di concerto con i TSO confinanti, in base allo stato della rete e non escludendo ulteriori rinforzi per il pieno sfruttamento della capacità del collegamento stesso.

La stima dei benefici, insieme con quella del costo, fornisce un'indicazione dell'effettiva profittabilità dei progetti di interconnessione e può costituire, in alcuni casi, la base per il suo finanziamento e/o remunerazione da parte degli organismi preposti.

Per tali progetti vengono sviluppati in ambito Europeo specifiche analisi i cui esiti sono riportati all'interno del TYNDP, elaborato da ENTSO-E, e allo stesso tempo nel Piano di Sviluppo della RTN.

FIGURA 34 Impatto sulla RTN dei progetti di interconnessione



Per quanto sia già in corso un processo di armonizzazione fra gli scenari e la metodologia adottata nei due ambiti, ad oggi, rimangono ancora delle differenze che si riflettono sui risultati finali, in particolare:

- *Lista dei progetti*: la lista dei progetti considerati in ambito europeo è redatta sulla base delle indicazioni fornite dai vari *project promoters*, siano essi gestori di rete come Terna, siano essi soggetti privati. Viceversa, in ambito nazionale, Terna, al fine di mantenere un approccio il più possibile conservativo, seleziona tra i progetti merchant quelli che hanno conseguito un'esenzione e completato l'iter di connessione alla rete mediante sottoscrizione di apposito contratto.
- *Scenari di riferimento*: la predisposizione dei piani di sviluppo europei è effettuata con cadenza biennale. Ciò comporta, ovviamente, la possibilità, nel documento nazionale di far riferimento a basi dati e previsioni maggiormente aggiornate rispetto a quanto utilizzato nel contesto europeo.
- *Metodologia e indicatori di riferimento*: gli approcci e i relativi indicatori, elaborati in ambito europeo, sono il risultato di un processo che coinvolge tutti i 35 paesi EU rappresentati all'interno dell'ENTSO-E e che quindi deve adattarsi alle esigenze e alle peculiarità di ognuno dei 35 paesi. La metodologia e gli indicatori utilizzati in ambito europeo sono i soli previsti dalla Cost Benefit Analysis 2.0, approvata il 27 Settembre 2018 dalla Commissione Europea ACER¹⁵.
- *Modellistica di riferimento*: le analisi sviluppate nell'ambito del Piano di Sviluppo della RTN hanno come principale finalità quella di evidenziare l'impatto degli interventi previsti sul sistema elettrico italiano e pertanto richiedono una modellazione di maggiore dettaglio rispetto a quella adottata in ambito europeo.

Per quanto concerne le attività ed opportunità di sviluppo relative alle linee transfrontaliere, come descritto precedentemente, è possibile distinguere tra:

- opere pianificate e sviluppate nell'ambito di quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento;
- opere pianificate e sviluppate nell'ambito di quanto previsto dalla legge 99/2009 e s.m.i;
- opere pianificate e sviluppate da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 943/2019.

Nei seguenti paragrafi vengono forniti i dettagli e lo stato di avanzamento¹⁶ delle principali opere di interconnessione che interessano le frontiere italiane.



¹⁵ In approvazione da parte della CE il documento di Cost Benefit Analysis 3.0.

¹⁶ Da tale panoramica sono esclusi progetti di iniziativa privata per il quale è stata fatta una richiesta di connessione su impianti di proprietà dei distributori.

4.3.3.2.2.1 Principali progetti di interconnessione pianificati e sviluppati da Terna

In adempimento ai propri obblighi di concessione Terna, ha sviluppato, nel corso degli anni passati una serie di opere d'interconnessione (Figura 35).

In particolare a fine anno 2019 è avvenuta l'entrata in esercizio del primo polo relativo al collegamento HVDC Villanova-Kotor, autorizzato con Decreto N.239/EL -189/148/2011 del 28/07/2011. L'opera consiste in un nuovo collegamento HVDC tra la fascia adriatica della penisola italiana ed il Montenegro, la cui capacità di trasporto sarà pari a 2x600 MW.

La realizzazione del secondo cavo da 600 MW è stata posticipata fino a quando la maturità delle infrastrutture e dei mercati dei Balcani consentirà di massimizzare l'utilità per il sistema.

Inoltre oggi è in fase di realizzazione il collegamento 132 kV Prati di Vizze/Brennero – Steinach, autorizzato dalla Provincia Autonoma di Bolzano in data 10 Novembre 2003.

Sono altresì inclusi nel Piano di Sviluppo della RTN ulteriori progetti di Interconnessione, per i quali è in corso o sarà avviata la progettazione preliminare:

- Interconnessione 220 kV tra Italia e Austria¹⁷;
- collegamento denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, il progetto necessario per la sostituzione dell'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I.2), ormai giunto al termine della sua vita utile. Tale progetto risponde altresì all'esigenza, dichiarata dal gestore della rete corsa, di sopperire al rilevante deficit della copertura del fabbisogno della Corsica e garantire adeguati livelli di adeguatezza, sicurezza e affidabilità della Sardegna;;
- collegamento Italia – Tunisia, che fornirà uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.
- Nuovo intervento previsto nel PdS 2021, che riguarda il progetto di raddoppio dell'esistente collegamento HVDC 500 MW tra Italia e Grecia, con benefici in termini di integrazione di nuova generazione FER e derivanti dall'integrazione dei due mercati che potrà garantire lo sharing della riserva.

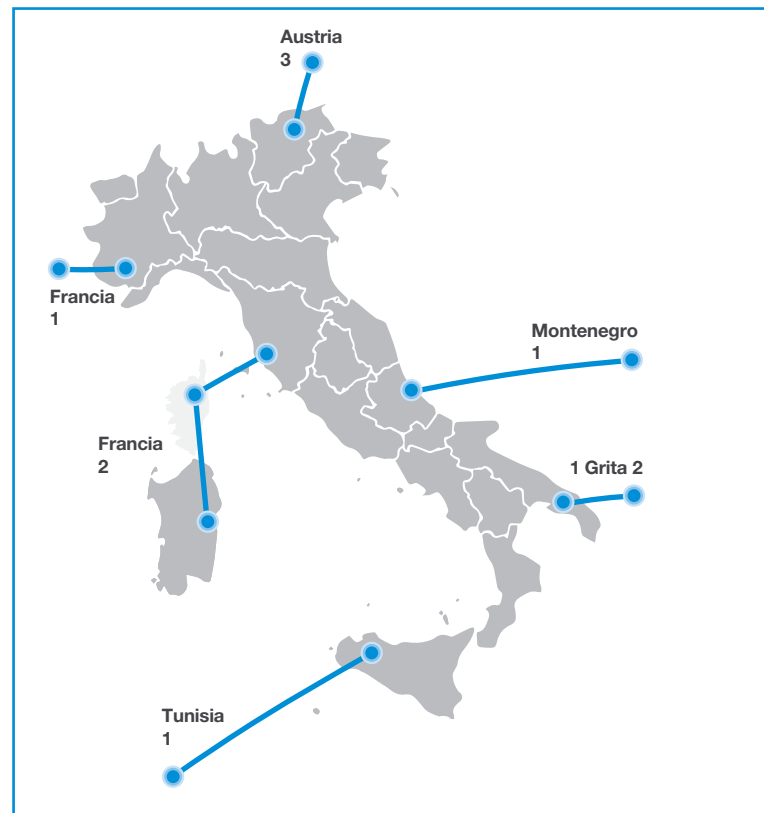
In aggiunta si possono menzionare:

- Il riclassamento a 132 kV e il potenziamento dell'esistente linea di interconnessione 66 kV fra gli impianti di Nava (IT) e S. Dalmas (FR);
- il collegamento Italia - Austria tra i nodi di Dobbiaco e Sillian/Lienz, che consentirà di incrementare il livello di magliatura della Rete di Trasmissione Nazionale con la frontiera Austriaca e garantirà anche una terza via di alimentazione alla porzione di rete 132 kV.

Inoltre è stato avviato uno studio per valutare un incremento di scambio di capacità con l'Austria sfruttando una potenziale sinergia con nuovi progetti di trasporto ferroviario.

Per i dettagli di questi progetti, con particolare riferimento ai benefici che apporteranno al sistema elettrico italiano si rinvia alle schede di progetto incluse nel Rapporto "Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti".

FIGURA 35 Progetti di interconnessione pianificati da Terna



¹⁷ Da valutazioni attualmente in corso tale progetto potrebbe rientrare nella categoria progetti di interconnessione ex-Legge 99/09.

4.3.3.2.2.2 Principali progetti di interconnessione (ex-Legge 99/09)

Nel 2009 in attuazione a quanto previsto dalla legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all'articolo 32, Terna ha individuato, in stretta collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, nuovi possibili progetti di interconnessione, finanziati da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge.

In particolare, i progetti d'interesse (*Figura 36*) sono:

- uno dei due moduli dell' interconnessione HVDC Piossasco-Grand'Illé
- interconnessione 220 kV Nauders (AT) – Glorenza (IT);
- interconnessione HVDC Salgareda (IT) – Divaca/Bericevo(SI).

I progetti che rientrano nelle categorie sopra citate e riportati con maggior dettaglio successivamente, sono stati, come già anticipato, oggetto di studio diretto da parte di Terna e dei gestori di rete confinanti.

Per i dettagli di questi progetti, con particolare riferimento ai benefici che apporteranno al sistema elettrico italiano si rinvia alle schede di progetto incluse nel Rapporto “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti”.

FIGURA 36 *Progetti di interconnessione ex legge 99/09 pianificati e sviluppati da Terna*



4.3.3.2.2.3 Principali progetti di interconnessione merchant line

In aggiunta ai progetti descritti nei precedenti paragrafi, si riportano di seguito i progetti di interconnessione proposti da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica, di cui all'articolo 1 quinquies, comma 6, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 che possono essere oggetto di richiesta di esenzione ai sensi del Decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005 o del Regolamento (CE) n. 943/2019.

Tali iniziative sono assoggettate alla disciplina di cui alla Deliberazione 99/08 e s.m.i., pertanto, i proponenti sono tenuti a:

1. richiedere la verifica di compatibilità con quanto previsto nei Piani di Sviluppo di Terna;
2. presentare formale richiesta di connessione alla RTN a valle di riscontro positivo (fornito da Terna);
3. avviare l'iter autorizzativo presso le Autorità Nazionali ed estere competenti in materia;
4. richiedere al MiSE l'esenzione della disciplina che regola il diritto di accesso dei terzi, solo dopo aver conseguito il titolo autorizzativo;
5. sottoscrivere con Terna un contratto di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Maggiori dettagli rispetto a quanto sinteticamente descritto sono riportati nel D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento 943/2019 e nel Codice di Rete (vedi Capitolo 1 par. 1.2.1).

Nella *Figura 37* sono elencate le iniziative Merchant Line per le quali è prevista la connessione sulla rete in alta tensione gestita da Terna. Oltre queste risultano altre due pratiche attive per cui è prevista però una connessione al distributore locale: l'interconnessione Dekani (SLO)- Zaule (IT) a 110kV con la Slovenia e il progetto con la Francia a 20kV tra Menton (FR) -Ventimiglia (IT).

FIGURA 37 *Progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private – dettagli*

FRONTIERA	PROGETTO	SOCIETÀ	AC/DC	TENSIONE [KV]	POTENZA* [MVA]	SCHEMA DI CONNESSIONE
Italia-Tunisia	Montalto-Rejim Maatoug	NUR POWER ITALY SRL	DC	500	2000	In doppia antenna alla stazione "Montalto di Castro"
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	MERA	AC	220	250	In antenna alla stazione di "Mese", previa realizzazione della sezione a 380 kV
Italia-Svizzera	Verderio-Sils	GREENCONNECTOR SRL	DC	400	1000	In antenna alla stazione di "Verderio"
Italia-Francia	Cesana-Briançon	ENEL PRODUZIONE SPA	AC	132	150	In antenna alla stazione di "Cesana"
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	ENEL PRODUZIONE SPA	AC	132	100	In antenna alla stazione di "Mese"
Italia-Slovenia	Redipuglia-Vrtojba	ADRIA LINK	AC	110	150	In antenna alla stazione di "Redipuglia"
Italia-Austria	Somplago-Wurmlach	ALPE ADRIA ENERGIA SPA	AC	220	300	In antenna alla stazione di "Somplago"
Italia- Albania	Brindisi -Babica	MONCADA ENERGY GROUP S.R.L.	DC	400	500	In antenna alla stazione di "Brindisi Sud"
Italia Malta	Ragusa Mactab	ENEMALTA PLC	AC	220	500	In antenna alla stazione "Ragusa"
Italia-Austria	Prati di vize-Steinach	MEMC SPA	AC	132	80	In antenna alla nuova stazione da inserire in entrata sulla futura linea "Prati di Vize- Steinach"

* Il valore riportato è il dato progettuale relativo alla potenza nominale del collegamento fornito dal proponente

L'ARERA con la delibera 674/2018/I/EEL "Valutazione dello schema di Piano decennale di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2018" individua come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un'esenzione da disposizioni del Regolamento (CE) 943/2019:

- interconnessione DC 400 kV Verderio (IT) - Sils (CH), inclusa nell'elenco dei progetti PCI che interessano l'Italia;
- interconnessione AC 220 kV Somplago (IT) - Wurmlach (AT), inclusa nell'elenco dei progetti PCI che interessano l'Italia;
- interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI), ha ricevuto esenzione;
- interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT), ha ricevuto esenzione.

Rispetto alla necessità di garantire una corretta pianificazione della rete di trasmissione nazionale e nel caso specifico delle interconnessioni, i progetti d'iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità ed incertezza essendo l'effettiva realizzazione dell'investimento vincolata ad una valutazione economica in capo all'investitore privato. Per tale ragione e al fine di evitare una pianificazione sovrastimata sul sistema elettrico, con conseguente impatto ambientale sui territori interessati, sono tenute in conto nella definizione degli scenari di Piano di Sviluppo quei progetti per i quali è stato sottoscritto apposito contratto di connessione alla RTN e rilasciata l'esenzione da parte del MiSE; ad oggi risulta sottoscritto il contratto del secondo cavo di alimentazione di Malta con la società ENEMALTA.

Con l'obiettivo di perseguire un sempre maggiore coinvolgimento degli stakeholder all'interno del processo di definizione del Piano di Sviluppo pluriennale della rete di trasmissione nazionale è stata condotta una consultazione con i titolari di iniziative merchant line. Tale processo di consultazione ha l'obiettivo di fornire una visione olistica dello sviluppo della rete nonché di adempiere alle disposizioni di cui all'articolo 6 dell'allegato A alla delibera 692/2018, la quale stabilisce che "il gestore del sistema di trasmissione definisce, nell'ambito del Codice di rete, le modalità e le tempistiche con cui i promotori di interventi inclusi nel TYNDP di ENTSO-E o di progetti di interesse comune possono comunicare un aggiornamento delle informazioni relative ai propri interventi".

Per tale motivo, nell'ambito della consultazione svolta dal 20 novembre al 4 dicembre 2020, Terna ha raccolto le informazioni relative a questi interventi e, più in generale, a tutte le merchant line, per poterne dare evidenza nell'ambito dei processi del Piano.

La [Figura 38](#) illustra gli esiti del processo di consultazione merchant line tramite una sintesi dei feedback raccolti. Per i progetti per i quali è stato ricevuto riscontro, è emerso che sono prevalenti le criticità di carattere autorizzativo, principalmente a causa del disallineamento normativo degli iter tra l'Italia e il paese estero interessato dal progetto. Nel dettaglio per le interconnessioni Zaule (IT) – Dekani (SI) e Redipuglia (IT) – Vrtojba (SI), i promotori del progetto hanno richiesto ed ottenuto dalle Autorità Competenti una richiesta di proroga dei termini previsti nell'esenzione ai sensi del Reg. CE 943/2019 e dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.

FIGURA 38 *Sintesi esiti del processo di consultazione merchant line*

	# Progetti per i quali è stata inviata risposta ¹	8					
	Esenzione TPA (Third-party Access)	Sì 2		No 6			
	Stato	 Porzione in Italia	In autorizzazione	4	 Porzione all'estero	Pianificato	2
			Autorizzato	4		In autorizzazione	4
						Autorizzato	2
	Criticità/Ritardi		Autorizzativi	1		Autorizzativi	2 ²
			Realizzativi	0		Realizzativi	2
	Capacità di trasporto incrementale/anno	2023	2024	2025	2026		
		+0,4 GW	+0,59 GW	+0,15 GW	+2,0 GW		
	Nazioni interessate	 +0,3	 +0,15	 +0,15	 +2,0		
		Austria	Slovenia	Slovenia	Tunisia		
		 +0,1	 +0,19				
		Svizzera	Francia				
			 +0,25				
		Svizzera					

NOTE: (1) Su un totale di 12 progetti tracciati da Terna; (2) Principalmente a causa del disallineamento dell'iter normativo tra l'Italia e il Paese estero.

4.3.4 Interventi per la Sostenibilità Sistemica

Nell'ottica di una pianificazione sostenibile, Terna guida il processo di transizione ecologica promuovendo un'evoluzione del sistema elettrico che possa allo stesso tempo favorire la crescita economica, contenendo gli oneri per gli utenti, garantire ai cittadini la qualità del servizio e minimizzare gli impatti sul territorio.

Il processo di pianificazione sostenibile si orienta alle necessità sociali-territoriali e alle richieste provenienti dai cittadini interessati dalle infrastrutture di rete, sia in riferimento ai nuovi interventi necessari allo sviluppo della rete elettrica e sia degli interventi sulle linee esistenti.

La [Figura 39](#) presenta la lista dei principali interventi che sono stati pianificati al fine di favorire un impegno sempre crescente in questa direzione.

FIGURA 39 *Principali interventi per l'incremento della sostenibilità*

AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO							
		INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA 2.0	INTEGRAZIONE RFI	TRASIZIONE ENERGETICA
Nord	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi		✓						
Nord	Razionalizzazione 220kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco		✓		✓				
Nord	Razionalizzazione Valtellina fase B		✓		✓				
Nord-Ovest	Elettrodotto a 380kV Trino-Lacchiarella		✓						
Nord-Ovest	Rinforzi 132 Kv Area Metropolitana di Genova		✓					✓	
Nord-Est	Elettrodotto a 380kV Udine Ovest-Redipuglia		✓	✓	✓	✓		✓	✓
Nord-Est	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	✓	✓		✓				✓
Nord-Est	Razionalizzazione 380kV tra Venezia e Padova		✓		✓	✓			
Nord-Est	Stazione 380kV Volpago		✓	✓					
Nord-Est	Riassetto Alto-Bellunese	✓	✓		✓	✓	✓		
Centro-Nord	Anello 132 kV Rimini-Riccione		✓			✓		✓	
Centro-Nord	Elettrodotto 380 kV Colunga Calenzano	✓	✓		✓		✓	✓	✓
Centro	Riassetto area metropolitana di Roma		✓						
Centro	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma		✓			✓	✓		
Centro	Riassetto area Chiusi							✓	
Sud	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	✓	✓		✓				
Sud	Riassetto di Bari		✓					✓	
Sicilia	Nuovo raccordo 150 kV "CP Siracusa Est – Siracusa RT (ex FS)"		✓			✓			
Sicilia	Interconnessione isola di Favignana	✓	✓			✓			✓
Nord	Razionalizzazione rete 380 kV Brianza		✓		✓				
Nord-Est	Riassetto rete ad Ovest di Padova		✓					✓	
Nord-Est	Riassetto rete area di Abano		✓					✓	
Nord-Est	Razionalizzazione rete AT Verona		✓					✓	
Nord-Est	Razionalizzazione rete tra Parma e Piacenza		✓					✓	
Centro-Nord	Stazione 380kV Piombino	✓	✓			✓			
Centro	Stazione 220/132 kV Capannelle		✓						
Centro-Nord	Interconnessione Isola del Giglio	✓	✓			✓			✓

Terna fa della sostenibilità una leva strategica per la creazione di valore a beneficio del Paese e dei suoi stakeholders. Gli approfonditi studi di impatto ambientale e fattibilità tecnica avviati su linee aeree, interramenti e razionalizzazioni dimostrano concretamente questo nuovo approccio e danno evidenza di aumentata sensibilità, orientata a valorizzare le potenzialità offerte dai progressi tecnologici e dalle sempre più raffinate metodologie di valutazione. Terna, infatti, ha intrapreso un percorso che ha già prodotto nuovi indirizzi per la realizzazione delle opere, orientati sempre più alla tutela dei territori e delle comunità.

A dimostrazione della maggiore sensibilità verso questi ultimi aspetti di tutela e dell'impegno nel lavoro svolto, Terna ha delineato alcuni principi per la pianificazione sostenibile delle nuove linee:

- le linee in corrente continua, fatte salve alcune eccezioni, verranno di norma interrato;
- per le linee in corrente alternata, la possibilità di interramento verrà valutata da Terna caso per caso tenendo conto di alcuni significativi parametri tecnici di riferimento.

La [Figura 40](#) mette a fattor comune una molteplicità di criteri di pianificazione. Il ricorso a soluzioni in cavo interrato implica maggiori costi di investimento non solo relativi al maggior costo unitario della soluzione in cavo interrato, ma anche derivante dalla eventuale necessità, per livelli di tensione 380 kV, di realizzare una stazione di transizione aereo/cavo che consenta peraltro di sezionare la terna di cavi danneggiata. Inoltre, i maggiori costi sono imputabili alla necessità di garantire adeguata capacità di trasmissione e opportune ridondanze per compensare la minore affidabilità degli elettrodotti in cavo interrato - derivante principalmente dalla necessità di realizzare giunti tra pezzature di bobine di cavi - e la minore capacità nominale di una singola terna di cavi, principalmente sul livello di tensione 380 kV. Rispetto alla soluzione aerea, la realizzazione di un elettrodotto in cavo interrato richiede una verifica di esercizio per individuare l'installazione di apparecchiature di compensazione a causa della maggiore potenza reattiva prodotta. Le stesse problematiche hanno ripercussioni sulla massima potenza attiva trasmissibile che diventa tanto minore, a parità di lunghezza, al crescere del livello di tensione. Altro aspetto non trascurabile è la fattibilità/realizzabilità di una soluzione in cavo interrato che richiede significativi lavori civili nonché localizzazioni delle infrastrutture preferibilmente lungo la viabilità. Tuttavia l'opportunità di utilizzare soluzioni in cavo interrato consente di mitigare l'aspetto ambientale/visivo derivante dalla realizzazione delle infrastrutture.

Confrontando tutti questi elementi si può costruire una valutazione qualitativa di indirizzo della tecnologia aereo/cavo, che evidenzia una maggiore propensione all'interramento inversamente proporzionale al livello di tensione ([Figura 40](#)).

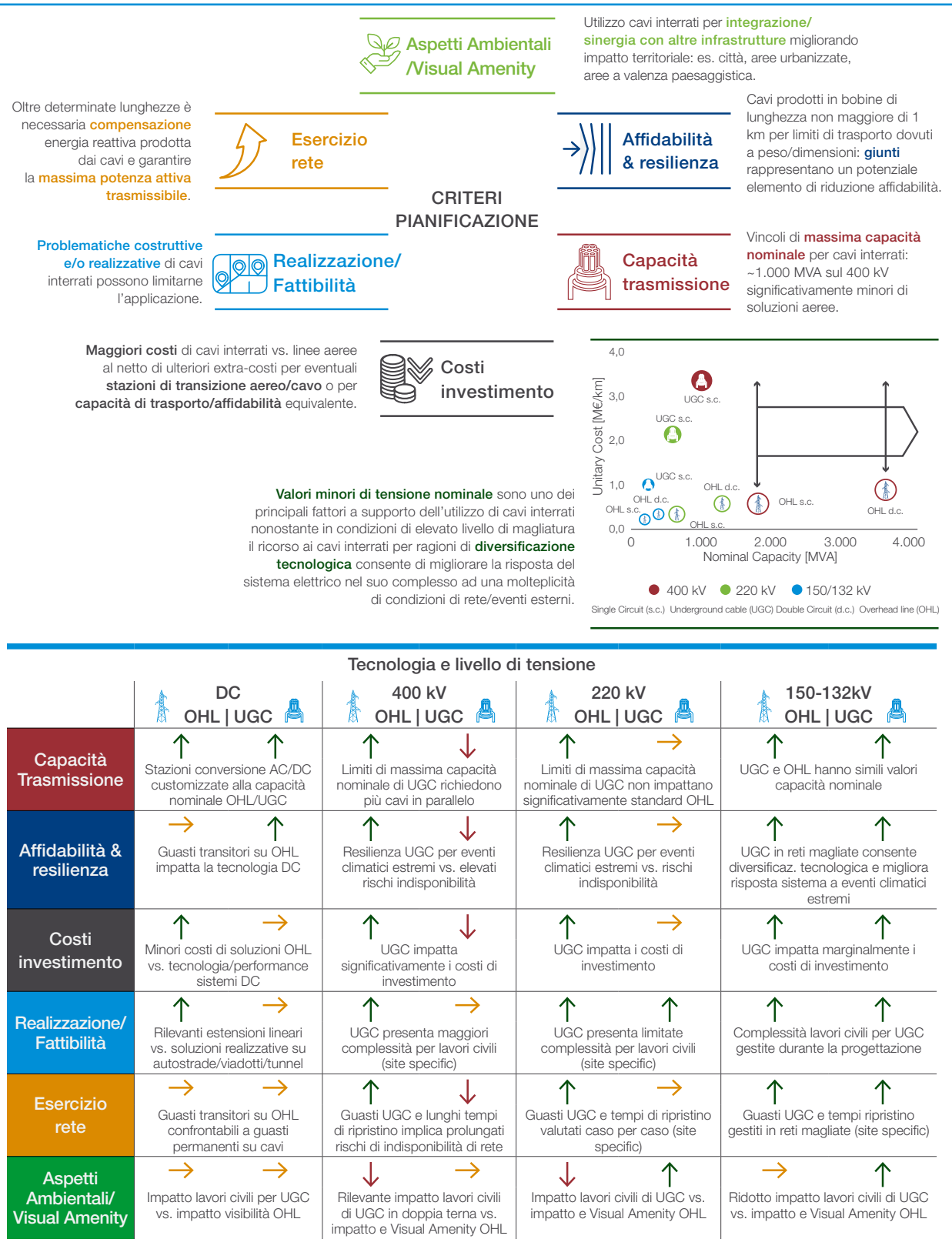
Altrettanto importanti sono i criteri di natura ambientale, paesaggistica e urbanistica, finalizzati a non alterare, per quanto possibile, l'equilibrio degli ecosistemi su cui insisteranno le nuove linee.

Ne consegue una gradualità di approccio e conseguente incisività di azione che mira a identificare, per quanto possibile, un approccio ottimale attraverso la elevazione a valore dei criteri prima accennati.



A questo proposito, per esempio, una volta individuata la possibilità tecnica, si privilegerà l'interramento in aree ad alta intensità abitativa, ovvero interessate da specifici vincoli ambientali o paesaggistici (parchi naturali, oasi marittime, zone protette).

FIGURA 40 **Criteri di pianificazione e di indirizzo per la tecnologia aereo/cavo**



Possiamo senz'altro affermare che l'elemento cruciale sarà la valutazione della sostenibilità complessiva di ciascun intervento.

Esempi di pianificazione sostenibile

a) Stazione 380 kV Magenta



Assetto attuale S/E Magenta



Interramento degli elettrodotti 132 kV nei pressi della nuova sezione 380 kV di S/E Magenta

b) Rete AAT/AT medio Adriatico



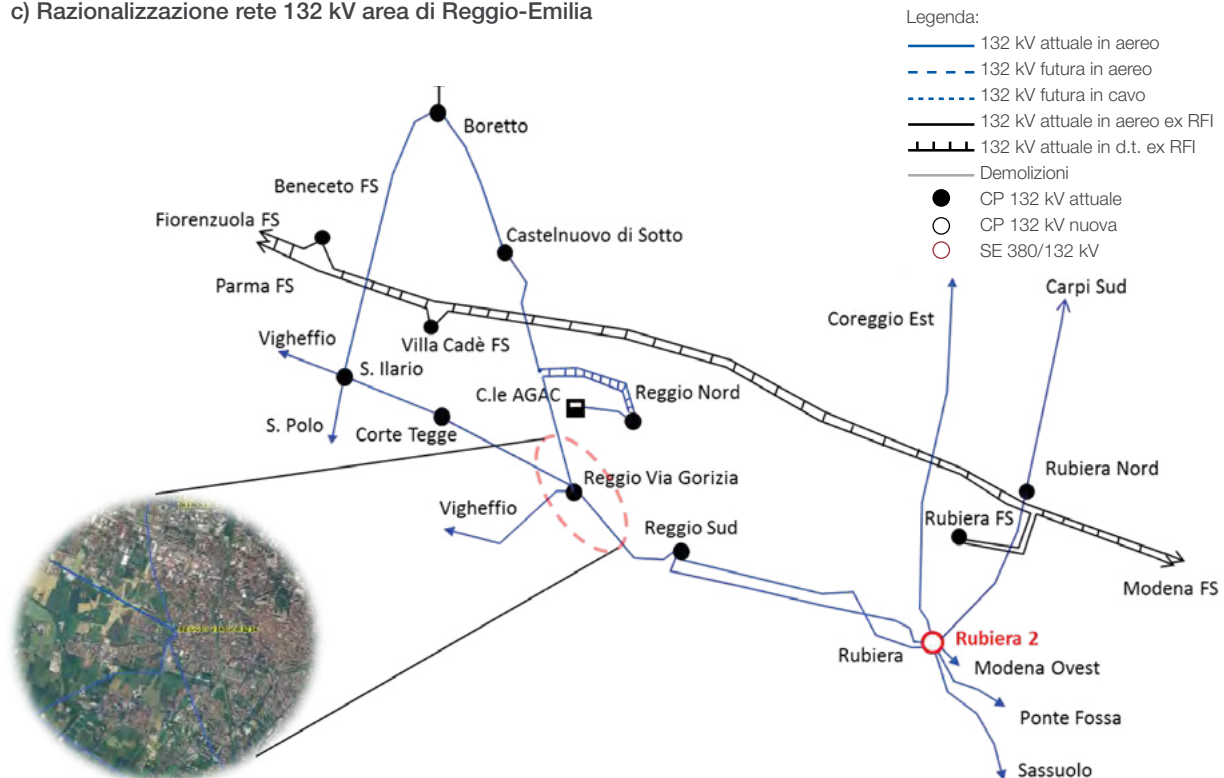
Dismissione elettrodotto 132 kV "Camerata P. CP - S. Lazzaro PS"



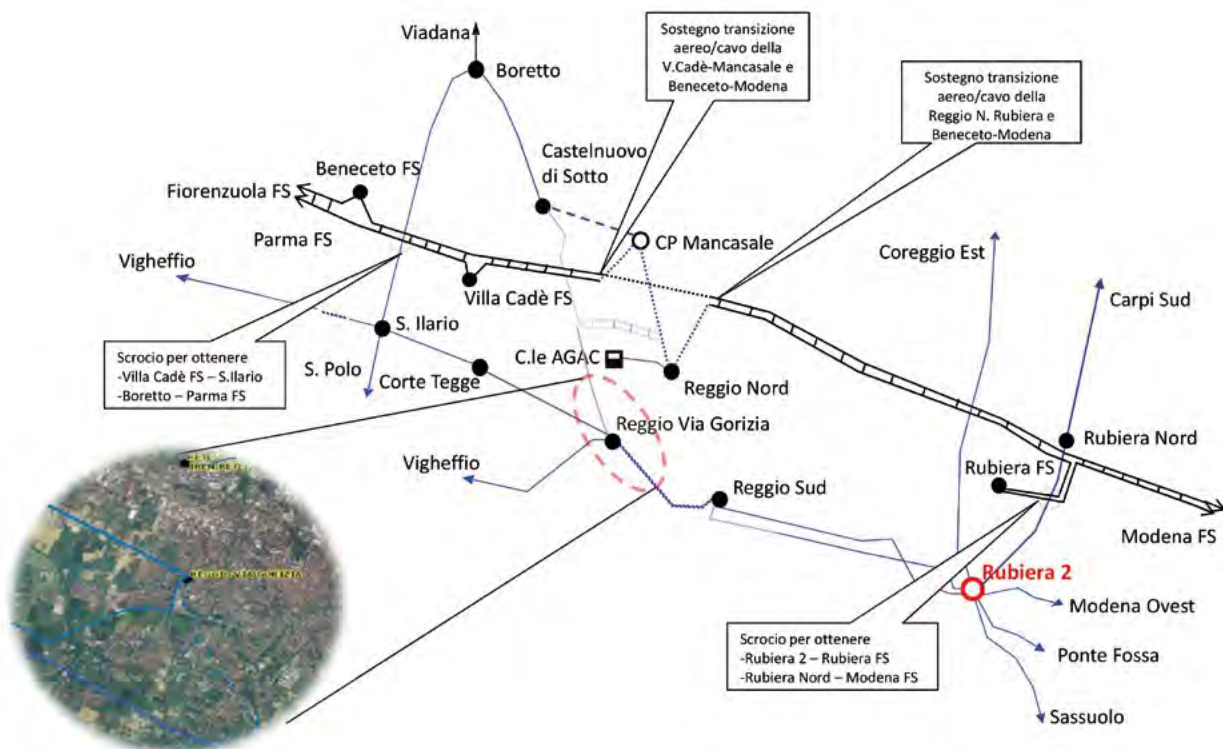
Variante elettrodotto 132 kV "Candia - S. Martino in XX"



c) Razionalizzazione rete 132 kV area di Reggio-Emilia

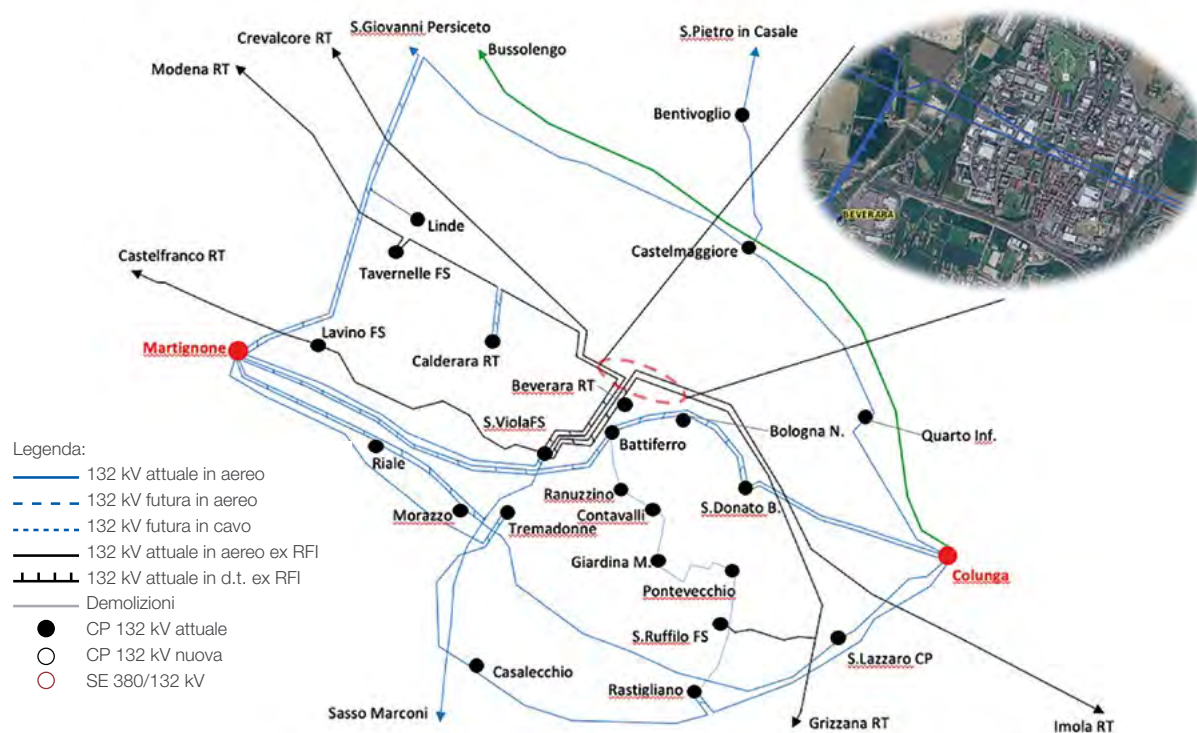


Assetto attuale

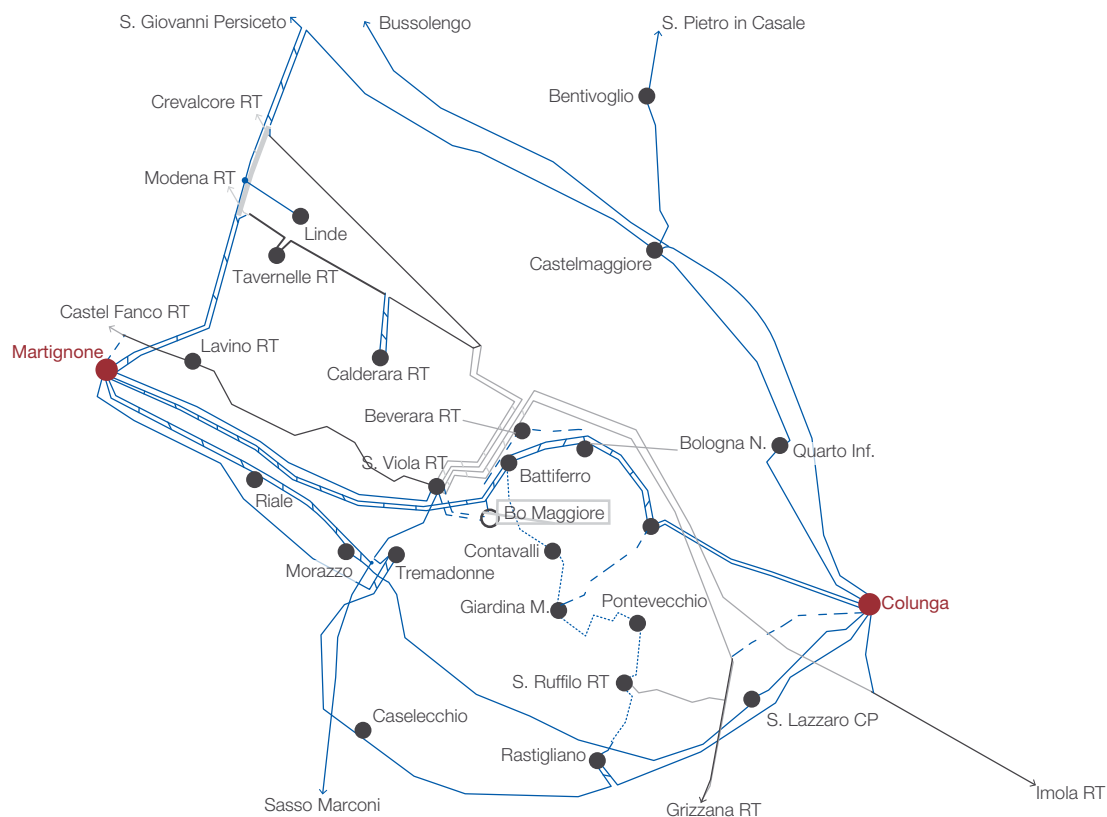


Interramento elettrodotti 132 kV in aree urbanizzate

d) Riassetto rete AT a Nord di Bologna



Assetto attuale



Dismissione elettrodotti 132 kV in contesto urbano

Per garantire la sostenibilità dei progetti, Terna intende coniugare esigenze elettriche e territoriali, valutare eventuali criticità sociali e ambientali, incrementando di conseguenza l'accettabilità e quindi la realizzabilità dei progetti di sviluppo della rete. A dimostrazione della sostenibilità sociale degli interventi, l'ascolto del territorio e il recepimento delle esigenze hanno permesso di apportare variazioni significative agli interventi di sviluppo precedentemente pianificati e di ricercare soluzioni condivise per le nuove opere (Figura 40).

FIGURA 40 La sostenibilità sociale e ambientale dei progetti

AREA	COD.	DESCRIZIONE INTERVENTO	DATA COMUNICATO	RECEPIMENTO DELLE CRITICITÀ DAL TERRITORIO
Nord Ovest	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	2019	Terna, nel corso del 2019, si è resa disponibile ad un confronto con il territorio per il progetto di Razionalizzazione della Val Formazza con l'obiettivo di individuare una soluzione progettuale condivisa. La razionalizzazione della Val Formazza è inclusa nel protocollo di intesa, sottoscritto in data 25 giugno 2009 tra Terna e la regione Piemonte, per la realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella.
Nord	112-P	Razionalizzazione 380kV Media Valtellina (Fase B)	2019	Prosegue il percorso di dialogo e confronto con il territorio per le razionalizzazioni delle linee in Valtellina in un'ottica di massimo rispetto del territorio.
Nord Est	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	21/01/19	Terna firma l'accordo di programma con il Governatore della Regione del Veneto. Il progetto di razionalizzazione tra Venezia e Padova, grazie all'ascolto delle istanze provenienti dal territorio e a un continuo confronto con le istituzioni locali e i cittadini, prevede oggi la realizzazione in cavo interrato dell'elettrodotto a 380 kV Dolo-Camin.
Nord Est	206-P	Stazione 380 kV Volpago	21/01/19	Il progetto della Stazione Elettrica di Volpago e la razionalizzazione della rete esistente, prevede 26 km di nuovi collegamenti in cavo interrato e la demolizione di 51 km di linee aeree.
Centro	403-P	Rete AAT/AT medio Adriatico	2019	Terna, nel corso del 2019, si è resa disponibile ad avviare un confronto con il territorio per il nuovo elettrodotto 132 kV "Acquara - Porto Potenza Picena", con l'obiettivo di individuare ulteriori possibilità di ottimizzazioni progettuali volte a una maggiore sostenibilità dell'intervento.
Sud	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	11/07/05	Alla luce del nuovo scenario della rete elettrica dell'area, sulla base degli attuali piani di sviluppo di Terna e di E-Distribuzione nonché degli interventi in corso, si è resa possibile una importante sinergia tra le due Società, che hanno condiviso una efficace razionalizzazione degli interventi previsti. Il risultato di tale razionalizzazione consiste nella possibilità di utilizzare infrastrutture esistenti, evitando la realizzazione della nuova stazione elettrica di Fuorigrotta e concentrando le apparecchiature di trasformazione in un unico sito. [...] In questo modo potranno anche essere recepite le istanze che da tempo vengono avanzate dai cittadini del luogo, utilizzando aree già occupate.
Sud	520-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata	14/06/19	Firmato il Protocollo d'intesa tra Terna ed il comune di Matera per la razionalizzazione della rete AT ricadente nel comune di Matera. L'accordo prevede di liberare il territorio da circa 40 tralicci e, più in generale, di incrementare l'efficienza del sistema elettrico locale.
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa - Buddusù	2019	Terna, nel corso del 2019, si è resa disponibile ad incontrare le comunità locali interessate dal passaggio del nuovo elettrodotto 150 kV S.Teresa-Tempio-Buddusù con l'obiettivo di individuare ulteriori possibilità di ottimizzazioni progettuali volte a una maggiore sostenibilità dell'intervento. La collaborazione avviata ha condotto all'individuazione di varianti che consentiranno una migliore integrazione dell'intervento con il territorio in cui si colloca.

FIGURA 41 *Linee aeree e in cavo realizzate ex novo e oggetto di riutilizzo (% su km di realizzazione totali)*

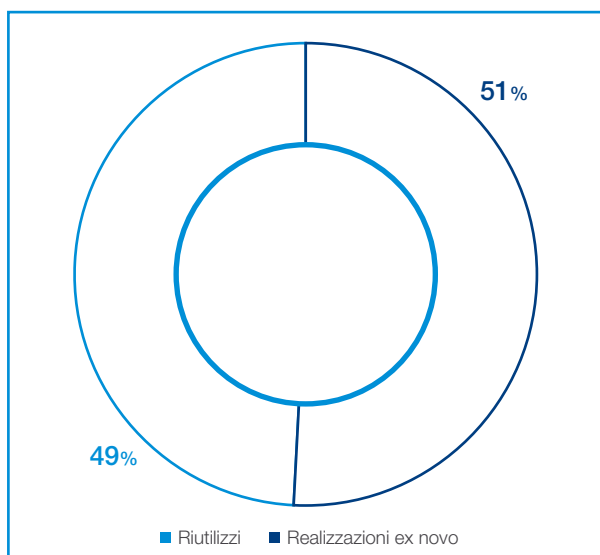


FIGURA 42 *Dettaglio delle nuove linee in cavo realizzate ex novo in cavo (e % su km totali – aereo/cavo - realizzati ex novo)*

LIVELLO DI TENSIONE	%
>380 kV	19%
380 kV	10%
220 kV	3%
≤150 kV	19%
Totali cavo	51%

Il lavoro di Terna è proiettato verso sfide importanti, quali il rinforzo e la magliatura della rete, per favorire lo sviluppo e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili e, al contempo, garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. In questo contesto di grande sviluppo, però, grazie agli sforzi messi in campo e al lavoro svolto in materia di sostenibilità, si rende indispensabile confermare un approccio mirato e consapevole.

La sostenibilità ambientale del Piano è valutabile anche attraverso la percentuale di interrimento e la percentuale di riutilizzo delle infrastrutture. Nel Piano di Sviluppo 2021 è previsto che sul totale dei km di linee realizzati comprensivi dei nuovi interventi, circa 55% consista in riutilizzi di corridoi infrastrutturali già esistenti, mentre il 45% sia realizzato ex novo (Figura 41). Per quanto concerne le nuove realizzazioni, nel piano di sviluppo è previsto che più della metà sia costituito da linee in cavo (Figura 42).

Piano minimo di realizzazioni

4.4

Il piano minimo delle realizzazioni – previsto nel Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 20 aprile 2005 e successive modifiche e integrazioni – fa riferimento, per il Piano di Sviluppo 2021, ad un periodo temporale che va dal 2021 al 2023.

Tale piano minimo di realizzazioni rappresenta un sottoinsieme di opere di sviluppo della RTN sul quale si concentra l'impegno di Terna nel periodo di riferimento, in particolare – come indicato nel citato D.M. – sulla **riduzione delle congestioni**, sull'**incremento della sicurezza** e sul **miglioramento della qualità del servizio**, perseguendo anche gli altri obiettivi di potenziamento dell'interconnessione con l'estero.

In [Figura 43](#) sono riportate le opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti e che sono state completate dal 2017 al 2020. In [Figura 44](#), sono riportate invece gli interventi e le opere la cui realizzazione è prevista nel triennio 2021-2023.



FIGURA 43 Opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti, completate nel 2017, dal 2017 al 2020

REGIONE	CODICE DI RIFERIMENTO DLB 579/17	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE A VITA INTERA [M€]	ENTRATA IN ESERCIZIO/ ULTIMAZIONE LAVORI PREVISTI
LIGURIA		10-P	Rinforzi 132 Kv Area Metropolitana di Genova	Elettrodotto 132 kV Genova T. - Erzelli	13,5	20/08/20
LOMBARDIA		113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Razionalizzazione Lodi	16,6	01/12/20
FRIULI VENEZIA GIULIA		207-P	Elettrodotto a 380kV Udine Ovest-Redipuglia	Cavo Udine Sud-Safau 220 kV	14,3	12/08/20
VENETO		215-P	Riassetto Alto Bellunese	Cavo 132 kV CP Zuel - CP Somprade	24,3	30/12/20
CAMPANIA	O-NPR1-12a	504-p	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Stazione 150 kV Sorrento	11,0	23/12/20
	O-NPR1-12c			Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.)	0,5	
				Cavo 150kV CP Castellammare CU Fincantier	4,3	26/09/20
CAMPANIA		514-P	Riassetto rete a 220kV città di Napoli	Cavo 220 kV Castelluccia-S. Sebastiano	22,3	11/12/20
PUGLIA		535-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	Stazione 150 kV Stornarella	5,5	26/11/20
SARDEGNA		715-P	Stazione 150kV Selegas	Stazione SELEGAS - Smistamento 150kV	8,5	16/10/20
VENETO		203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	Cavo 220kV Staz.IV-Malcontenta cd Staz V	8,9	04/12/20
LAZIO		404-P	Riassetto rete area metropolitana di Roma	Elettrodotto d.t. 150 kV Laurentina - R	6,7	28/10/20
BASILICATA		522-P	Elettrodotto 150 kV Castrocucco-Maratea	Elettrodotto 150 kV Castrocucco-Maratea (PON)	14,9	23/12/20
VENETO	O-NPR1-11a	224-P	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	Riclassamento a 132 kV della linea 60 kV "Schio - Arsiero"	12,9	11/12/19
CAMPANIA	O-NPR1-12b	516-P	Interconnessione a 150 kV isole campane	Cavo 150 kV "Capri - Sorrento"	40,7	28/12/19
TRENTINO ALTO ADIGE	O-NPR1-15a	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize (IT) - Steinach (AT)	Elettrodotto 132 kV Prati di Vize - Brennero-Steinach	1,3	23/12/19
LOMBARDIA		145-P	Stazione 220 kV Grosotto		3,7	01/12/19
LOMBARDIA	I-NPR1-3a	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV Porta Volta/P.ta Venezia	5,6	15/12/19
PIEMONTE	O-NPR1-14b	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV "Vignole - Vado"	10,7	28/08/19
ABRUZZO		401-P	Interconnessione Italia-Montenegro	Italia-Montenegro Staz. Conv. TIVAT	105,7	01/12/19
				Cavo terrestre 380 kV d.t. Villanova-Ce	12,5	01/12/19
				HVDC Italia - Montenegro - VAS e Svilup	0,2	01/12/19
				Interconnessione Italia-Albania/Montene	5,9	01/12/19
				Costi per AEEG Interconnessione Italia	10,9	01/12/19
				Italia-Montenegro - Cavo lato Italia	281,2	01/12/19
				Italia-Montenegro - Cavo lato Montenegro	82,6	01/12/19
				Italia-Montenegro CEPAGATTI AC/DC Stazi	77,9	01/12/19
				Interconnessione Italia - Albania - Stu	1,5	01/12/19
				Concertazione Italia - Albania/Monteneg	1,5	01/12/19
CAMPANIA	I-NPR1-2a	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Cavo 150kV Capri - Torre Centrale	62,0	27/06/17
	I-NPR1-2b			Stazione 150 kV Capri	19,6	27/06/17
	I-NPR1-2c			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	0,8	27/06/17
LOMBARDIA	I-NPR1-3b	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV Ricevitrice Nord/Gadio	15,1	10/10/17
	I-NPR1-3c			Realizzazione cavo 220 kV Ricevitrice Ovest/Gadio	10,1	19/12/18
	I-NPR1-4a			Ricostruzione stazione 150 kV Casuzze (nuova sez. 150 kV GIS)	24,0	05/10/17
	I-NPR1-4b			Raccordi 150 kV a SE Casuzze "Casuzze-Mulini" e "Ciminna-Casuzze"	9,5	22/12/2017 24/04/2018
SICILIA	I-NPR1-4c	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	Ulteriori raccordi 150 kV a SE Casuzze	1,6	29/12/2016; 05/10/2017
	I-NPR1-4d			Elettrodotto 150 kV Tommaso Natale-Pallavicino	7,5	28/12/16
	I-NPR1-4e			Rimozione limitazioni capacità di trasporto su direttrici 150 kV Caracoli - Bagheria - Casuzze	6,0	17/11/2017 20/11/2017
	I-NPR1-4f			Rimozione limitazioni capacità di trasporto su direttrici 150 kV Bellolampo - Casuzze	0,5	29/12/16

Continua **FIGURA 43 Opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti, completate nel 2017, nel 2018 e nel 2019**

REGIONE	CODICE DI RIFERIMENTO DLB 579/17	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE A VITA INTERA [M€]	ENTRATA IN ESERCIZIO/ ULTIMAZIONE LAVORI PREVISTI
FRIULI VENEZIA GIULIA	I-NPR1-5a	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	79,9	28/07/2017
	I-NPR1-5b			Stazione 380/220 kV Udine Sud	24,7	01/10/2017
	I-NPR1-5c			Interventi in stazione Redipuglia	3,5	10/08/17
	I-NPR1-5d			Interventi in stazione Udine Ovest	1,7	01/10/17
	I-NPR1-5e			Variante elettrodotto 220 kV Udine Sud - Acciaierie Bertoli Safau	1,2	28/07/17
	I-NPR1-5f			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	7,8	11/08/17
ABRUZZO-MOLISE-PUGLIA	I-NPR1-6a	402-P	Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi	Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi	111,2	01/10/17
	I-NPR1-6b			Stazione 380 kV Villanova	40,6	31/01/16
	I-NPR1-6c			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	6,8	28/12/17
SICILIA	I-NPR1-7a	603-P	Elettrodotto 380 kV Melilli - Priolo	Stazione 380 kV Melilli	16,6	31/01/16
	I-NPR1-7b			Elettrodotto 380 kV "Melilli - Priolo"	23,2	29/04/17
	I-NPR1-7c			Stazione Melilli - installazione reattore	3,0	29/04/17
LOMBARDIA	O-NPR1-1a	134-P	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (completamento FASE A1)	Trasformazione in cavo interrato elettrodotto 220 kV Cedegolo - Taio nel tratto compreso tra Cedegolo e Sonico	36,2	04/07/16
	O-NPR1-1b			Dismissione linea 132 kV Cedegolo - Sonico e trasformazione in cavo interrato direttrice 132 kV tra CP S. Fiorano, Cedegolo	8,5	28/05/2016 28/07/2016
CAMPANIA	O-NPR1-2d	504-P	Riassetto penisola Sorrentina	Collegamento in classe 150 kV Castellammare - Sorrento der Vico	0,7	06/09/16
	O-NPR1-2e			Rimozione limitazioni sugli elettrodotti 220 kV Nocera-Salerno N. e Nocera-S.Valentino	3,2	24/06/18
CAMPANIA	O-NPR1-3a	514-P	Riassetto rete a 220kV città di Napoli	Installazione reattore 220 kV SE Patria	2,5	06/07/16
VENETO	O-NPR1-6a	227-P	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)	Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	6,1	22/12/2017 30/12/2017
	O-NPR1-6b			Rimozione limitazioni 132 kV Dolo - Dolo CP - Scorzè	0,9	02/09/2016; 06/02/2017
SICILIA	O-NPR1-7a	612-P	Interventi sulla rete AT nell' area nord di Catania	Sost. cond. Viagrande - Giarre	1,3	06/03/17
TOSCANA-ABRUZZO-MARCHE	O-NPR1-8a	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord	Elettrodotto 132 kV CP Teramo - Cellino	1,4	19/12/17
TOSCANA	O-NPR1-18a	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Elettrodotto 132 kV Avenza-Massa Z.I.	4,2	13/04/16
	O-NPR1-18b			SE Avenza	0,3	13/04/16
LAZIO	O-NPR1-19a	431-P	Installazione reattore SE Roma Sud	Installazione reattore SE Roma Sud	4,3	23/06/16
VENETO	O-NPR1-20a	219-P	Potenziamento rete AT Vicenza	Nuovo elettrodotto 132 kV "Vicenza MV - Vicenza VP"	11,8	22/12/17
	O-NPR1-20b			Raccordo linea 132 kV Sandrigo-Vicenza VP a Fusineri SC e rimozione limitazioni	1,2	22/12/17
VENETO	O-NPR1-10a	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Elettrodotto 132 kV Fusina - Sacca Fisola	22,3	29/11/18
	O-NPR1-10b			Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	33,8	11/06/18
SICILIA-CALABRIA	O-NPR1-16a	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi	Cavo 150 kV "Messina - Riviera - Villafranca"	6	15/03/18
PUGLIA-CAMPANIA	O-NPR1-17b	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia-Benevento	Elettrodotto 380 kV Benevento II - Benevento III	22,6	03/11/18
	O-NPR1-17c			Stazione 380/150 kV Benevento III	7,3	24/04/18
	O-NPR1-17d			Raccordi in cavo 150 kV SE Benevento III	2	31/05/2018 01/06/2018
	O-NPR1-17e			Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc)	1,7	03/11/18
	O-NPR1-17a			Cavi 150 kV lato Benevento II	8,7	12/02/2016 26/02/2016
Calabria	O-NPR1-4a	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e adeguamento della sezione a 150 kV	3,5	06/07/17
Lombardia	O-NPR1-5b	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Raccordi 220kV nel comune di Tavazzano	1,4	02/05/16
Piemonte	O-NPR1-14a	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV "Rondissone - Trino"	9,2	28/11/16
	O-NPR1-14c			Adeguamento SE Trino	2,7	01/12/17
	O-NPR1-14d			Adeguamento SE Rondissone	1,6	01/12/17

FIGURA 44 Progetti rilevanti con entrate in esercizio nel periodo 2021-23

REGIONE	CODICE DI RIFERIMENTO DLB 579/17	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA PREVISTA	VALORE A VITA INTERA [M€]	DATA ATTESA REALIZZAZIONE OPERA
LOMBARDIA	O-NPR1-5a	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Ampliamento della SE 220 kV Tavazzano	1,2	2021
LOMBARDIA	O-NPR1-9a	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Raccordi 220 kV Agnosine	2,8	2020-2023
	O-NPR1-9b			SE 220 kV Agnosine	29,0	2023
	O-NPR1-9c			Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.)	0,7	2022
PUGLIA-CAMPANIA	O-NPR1-13a	505-P	S/E 380/150 kV per la produzione da fonte rinnovabile tra Foggia e Benevento	Ampliamento SE Bisaccia e installazione PST	26,3	10/12/2020-2021
TRENTINO ALTO ADIGE	O-NPR1-15b	208P	Elettrodotto 132kV Pratidi Vize-Steinach	Nuova SE Brennero con PST 132/110 kV	10,6	2021
PIEMONTE	I-NPR1-1a	3-P	Interconnessione Italia-Francia (HVDC Piosasco - Grand'Ile)	Elettrodotto HVDC Piosasco - Grand'Ile (confine)	190,0	2021
	I-NPR1-1b			Stazione Conversione AC/DC Piosasco	99,9	2021
	I-NPR1-1c			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	5,9	2021
CAMPANIA	O-NPR1-2a	504-P	Riassetto penisola Sorrentina	Nuova SE 220/150 kV di Scafati	16,5	2021
	O-NPR1-2b			Raccordi 220 kV "S. Valentino - Torre"	1,0	2021
	O-NPR1-2c			Raccordi linea 150 kV Scafati - S. Giuseppe 2	0,4	2021
FRIULI VENEZIA GIULIA		207-P	Elettrodotto a 380kV Udine Ovest-Redipuglia	Cavo 132kV CP Udine Sud - Udine FS	8,0	2021
CAMPANIA		505-P	Stazioni a 380kV di raccolta di impianti eolici tra Foggia e Benevento	Elettrodotto 380 kV "Bisaccia - Delicet	31,0	2021
CAMPANIA		514-P	Riassetto rete a 220kV città di Napoli	Cavo 220 kV Direzionale - Castelluccia	9,2	2021
				El220 kV SE Fuorigrotta-CP Napoli Centro	21,0	2021
				El 220 kV "CP Astroni-SE Fuorigrotta"	7,5	2021
SICILIA		603-P	Elettrodotto 380kV Paternò-Pantano-Priolo	Elettrodotto 150 kV Melilli-Priolo CP	10,1	2021
				Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano"	21,0	2022
SARDEGNA		724-P	Adeguamento SE Rumianca	Adeguamento sezione 150 kV Rumianca - Separaz. Sbarre 150 kV	4,0	2021
VENETO		215P	RIASSETTO ALTO BELLUNESE	Stazione 220/132 kV Auronzo	31,3	2022
VENETO		237P	STAZIONE 220 kV SCHIO E POTENZIAMENTO RETE	SE Schio (Monte Malo) 220 Kv e raccordi	18,0	2022
ABRUZZO		417-P	STAZIONE 150 kV CELANO	Nuova SE 150 Kv Celano e raccordi	18,6	2022
LAZIO		418-p	RIASSETTO RETE AT ROMA SUD - LATINA - GARIGLIANO	SE Aprilia 380 kV ampliamento e raccordi	7,8	2022
BASILICATA		509-P	Riassetto rete nord Calabria	VARIANTE IN CAVO A 150 kV "ROTONDA - LAURIA" e Demolizioni	8,9	2022
LOMBARDIA		108-P	RIASSETTO RETE 132 kV TRA LA CASELLA E CASTELNUOVO	Potenziamento La Casella/Castelnuovo	4,3	2023
LOMBARDIA		116-P	RAZIONALIZZAZIONE 220/132 kV IN VALLE SABBIA	SE 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse	17,3	2023
LOMBARDIA		126-P	SE 380 kV MAGENTA	SE Magenta - nuova sezione 380 kV	18,4	2023
TRENTINO ALTO ADIGE		221-P	Razionalizzazione Trento Sud	Stazione 132 kV CIRE'	7,4	2023
TOSCANA		302-P	ELETTRODOTTO 380 kV COLUNGA - CALENZANO	El. 380 Colunga-Calenzano	160,0	2023
TOSCANA		308-P	RIASSETTO RETE AREA LIVORNO	Nuova stazione 132 kV Collesalveti e raccordi	20,6	2023
TOSCANA		309-P	ELETTRODOTTO 132 kV ELBA - CONTINENTE	Elettrodotto 132 kV Colmata -Portoferraio	86,0	2023
				Elettrodotto 132 kV Portoferraio - S. Giuseppe	13,6	2023
SICILIA		501-P	ELETTRODOTTO 380 kV SORGENTE-RIZZICONI	Rimozione limitazioni 380 kV "Sorgente-Paradiso" e nuova localizzazione SE transizione Paradiso	38,3	2023
CAMPANIA		504-P	RIASSETTO RETE AT PENISOLA SORRENTINA	Nuovo collegamento 150 kV "Sorrento - Vico Equense - Agerola - Lettere"	35,3	2023
				SE 150 kV Torre C.le e riassetto el. 150 kV	11,1	2023
SICILIA		612-P	INTERVENTI SULLA RETE AT NELL'AREA A NORD DI CATANIA	Nuovo el. 150 kV "S. Giovanni Galermo - S. Giovanni la Punta - Acicastello" e demolizioni associate	26,3	2023

Siamo convinti che la ricerca di soluzioni per lo sviluppo e l'ammodernamento della rete di trasmissione nazionale debba essere sempre più strettamente condivisa con le comunità e le persone coinvolte, con un approccio improntato all'ascolto e al dialogo: per questo definiamo questo processo "progettazione partecipata". La capacità di coinvolgere le comunità locali e i cittadini in ogni fase dell'elaborazione e dell'implementazione delle opere elettriche rappresenta una chiave vincente: ascoltare l'opinione di tutte le persone e istituzioni coinvolte permette infatti di ricercare una soluzione condivisa per collocare le nuove infrastrutture e modernizzare quelle esistenti. In questo modo, poniamo le condizioni per "costruire" insieme lo sviluppo della rete, rendendola sempre più sostenibile.



31

NUOVI INTERVENTI PREVISTI
IN QUESTO PIANO



OLTRE 10

INCONTRI PUBBLICI CON LE
AUTORITÀ LOCALI ONLINE (TERNA
INCONTRA DIGITALE), NONOSTANTE
LE RESTRIZIONI IMPOSTE
DALL'EMERGENZA PANDEMICA



5

Nuovi sviluppi

Nuovi interventi previsti nel PdS

5.1

Il presente capitolo riporta il dettaglio delle nuove attività di sviluppo della RTN pianificate nel corso del 2020 in risposta alle principali criticità di rete attuali e previste in futuro.

Gli **scenari energetici** alla base del Piano di Sviluppo 2021 presentano **differenze, rispetto a quelli dei Piani precedenti**, in termini di principali parametri di sistema (es. domanda, commodities, ecc.) e flussi di energia, pienamente allineati con le assunzioni e i dati di Entso-E (rif. capitolo 3).

In particolare:

- **Domanda:** rispetto al PNIEC e al DEC (Decentralized), lo scenario NT presenta una domanda inferiore e con riferimento al PNIEC anche una maggiore importazione, allineato con le ipotesi di Entso-E;
- **Commodities:** rispetto al PNIEC, lo scenario NT considera i valori delle Commodities in linea con le previsioni e i dati forniti da Entso-E;
- **Termoelettrico:** in considerazione dell'aumento dell'import, lo scenario NT, rispetto a quanto ipotizzato nel PNIEC, prevede inoltre una minor produzione termoelettrica in funzione della capacità prevista negli anni target considerati;
- **Carbon footprint:** rispetto al PNIEC, nello scenario NT è stato previsto un miglioramento dell'efficienza del parco di generazione con la conseguente riduzione della carbon footprint nazionale.

Inoltre, **la pianificazione di nuovi sviluppi** di rete in particolare ha tenuto in conto di:

- **Esercizio della rete:** rilevanza ai criteri di esercizio e agli effetti degli eventi della rete occorsi, al fine di individuare interventi di sviluppo necessari alla risoluzione di criticità operative e al miglioramento della qualità e sicurezza del servizio di rete;
- **Criteri di prioritizzazione degli interventi:** individuate opere di sviluppo prioritarie in funzione dell'aumento degli scambi tra zone di mercato e con i Paesi esteri, dell'integrazione delle FER e della riduzione delle congestioni locali;
- **Modalità innovativa di pianificazione e di valutazione delle opere sempre più resilienti,** valorizzando al tempo stesso le sinergie con le altre infrastrutture, in modo da integrare la rete riducendone l'impatto sul territorio.

In particolare, nel Piano di Sviluppo 2021¹, sono previsti nuovi interventi mirati ad incrementare:

- **la capacità di scambio con l'estero** (interconnessione con Grecia e Svizzera);
- **la capacità di scambio tra le Zone di Mercato** (es. nuovo cavo 380 kV Bolano – Paradiso, nuovo elettrodotto a 380 kV a nord di Benevento);
- **l'integrazione delle fonti rinnovabili** (es. nuova interconnessione Italia – Grecia, nuovo cavo 380 kV Bolano – Paradiso, nuovo elettrodotto a 380 kV a nord di Benevento, incremento magliatura 132 kV Amiata, raccordi alle SE Cerignola, Manfredonia, ecc.);
- **la sicurezza e la continuità del servizio in particolare su rete AT** (Riassetto rete tra Tavazzano e Colà, Interventi di magliatura nella zona industriale di Catania, ecc.);
- **l'interconnessione delle isole minori**, per rendere più efficiente e affidabile il loro sistema elettrico, attraverso la connessione diretta con la rete continentale e della Sicilia (es. interconnessione delle isole del Giglio e Favignana);
- **la razionalizzazione delle porzioni di rete** volte a consentire una migliore gestione dei transiti di energia e, al tempo stesso, ottimizzare l'utilizzo dei corridoi elettrici esistenti riducendone l'impatto sul territorio (es. Razionalizzazione Rete AT in Provincia Di Venezia; Razionalizzazione area di Cefalù, ecc.).

Nelle schede del presente Piano di Sviluppo per ogni intervento sono indicate le finalità che si otterranno attraverso la realizzazione delle opere pianificate nei nuovi interventi (cfr. par. 1.5):

- **Decarbonizzazione:** la transizione del sistema elettrico verso la completa decarbonizzazione richiede di attivare tutte le leve necessarie per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile per la riduzione delle emissioni in un'ottica di lungo periodo;
- **Market efficiency:** il processo di transizione energetica richiede specifiche leve di azione abilitanti, tra i quali l'adozione di nuovi modelli di mercato;
- **Sicurezza, qualità e resilienza:** garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, la qualità del servizio e creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte ad eventi critici esterni al sistema stesso;
- **Sostenibilità:** tale driver riveste un ruolo trasversale in considerazione della sua importanza nel processo di transizione energetica in atto, al fine di creare valore per il Paese abilitando una generazione elettrica più sostenibile ed efficiente, che possa allo stesso tempo contenere gli oneri per gli utenti, garantire un servizio di qualità ai cittadini e minimizzare gli impatti sul territorio.

¹ Alcuni nuovi interventi di sviluppo possono assolvere a più finalità, per cui possono ricadere in più ambiti.

Si riporta in *Figura 1* la lista dei nuovi interventi previsti.

FIGURA 1 Nuovi Interventi

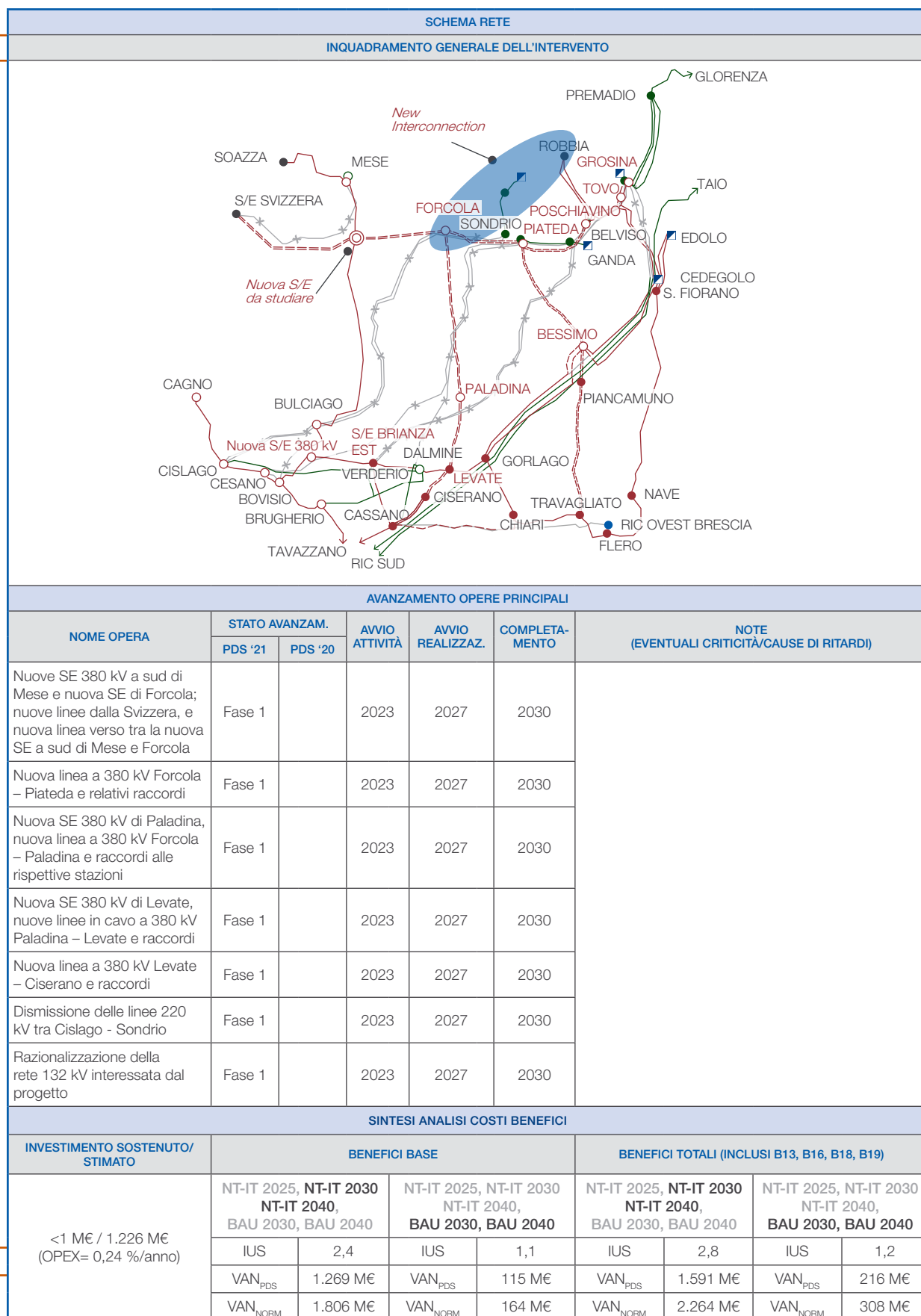
IDENTIFICATIVO PDS 2020	AREA DI RIFERIMENTO	INTERVENTO	PAG.
32-N	Nord Ovest	Rimozione Antenna CP Cappellazzo	287
167-N	Nord	Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione Svizzera	282
168-N	Nord	Riassetto rete 132 kV tra Mantova e Ostiglia	289
169-N	Nord	Riassetto rete tra Tavazzano e Colà	291
170-N	Nord	Riassetto rete tra Cislago e Dalmine	293
171-N	Nord	Nuova stazione 380 kV Greggio	294
260-N	Nord Est	Razionalizzazione rete at in provincia di Venezia	295
261-N	Nord Est	Riassetto rete nell'area della stazione Cavilla	297
262-N	Nord Est	Incremento magliatura se 220 kV Conegliano	299
350-N	Centro Nord	Elettrodotto 220 kV Colunga-Bussolengo	301
351-N	Centro Nord	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV Calenzano-Suvereto	304
352-N	Centro Nord	Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata	306
353-N	Centro Nord	Riassetto rete per alimentazione av 132 kV in Toscana	308
354-N	Centro Nord	Interconnessione isola del giglio	309
445-N	Centro	Rimozione limitazioni el. 150 kV Vignaturci – S. Lucia	312
446-N	Centro	Riassetto rete fra SE Roma Nord e CP A. Smist. Est	314
553-N	Sud	Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	323
554-N	Sud	Nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA 2)	316
555-N	Sud	Nuovo collegamento 380 kV Bolano Paradiso	320
556-N	Sud	Raccordi 150 kV alla SE Cerignola 380/150 kV	326
557-N	Sud	Raccordi 380 kV alla SE Manfredonia 380 kV	328
558-N	Sud	SE Melfi 380/150 kV e raccordi 150 kV	330
559-N	Sud	Incremento magliatura 150 kV dorsale ferroviaria AV Roma - Napoli	331
560-N	Sud	SE 380/150 kV Foggia	332
561-N	Sud	SE 380/150 kV Troia	333
562-N	Sud	SE 380/150 kV Andria	334
628-N	Sicilia	Interventi di magliatura nella zona industriale di Catania	335
629-N	Sicilia	Razionalizzazione area di Cefalù	337
630-N	Sicilia	Interconnessione Isola di Favignana	339
632-N	Sicilia	Incremento di magliatura 150 kV area di Trapani	342
731-N	Sardegna	Riassetto rete area Rumianca/S.Gilla	344

ELEMENTI D'IMPIANTO	IN ESERCIZIO PROGRAMMATI		LINEE ELETTRICHE	IN ESERCIZIO PROGRAMMATI	
Centrale Idroelettrica			Linea aerea RTN a 380 kV		
Centrale Termoelettrica			Linea aerea non RTN a 380 kV		
Centrale Geotermoelettrica			Linea aerea RTN a 220 kV		
Centrale Eolica			Linea aerea non RTN a 220 kV		
Stazione AAT a 380 kV RTN			Linea aerea RTN a 150 kV		
Stazione AAT a 220 kV RTN			Linea aerea RTN a 132 kV		
Stazione AAT non RTN			Linea aerea non RTN a 150 - 132 kV		
Stazione AT a 150 kV			Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV		
Stazione AT a 132 kV			Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
Stazione AT non RTN o Cabina Primaria			Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV		
Stazione F.S.			Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
Utenza Industriale			Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV		
			Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV		
			Linea aerea non RTN in d. t. a 150 - 132 kV		
			Linea in cavo RTN a 380 kV		
			Linea in cavo non RTN a 380 kV		
			Linea in cavo RTN a 220 kV		
			Linea in cavo non RTN a 220 kV		
			Linea in cavo RTN a 150 kV		
			Linea in cavo RTN a 132 kV		
			Linea in cavo non RTN a 150 - 132 kV		
			Dismissione linea a 380 kV		
			Dismissione linea a 220 kV		
			Dismissione linea a a 150 - 132 kV		
			Linea aerea a 60 kV		
			Linea in cavo a 60 kV		

5.1.1 Area Nord Ovest

PREMIUM 167 – N RAZIONALIZZAZIONE VALCHIAVENNA E INTERCONNESSIONE SVIZZERA

RAZIONALIZZAZIONE VALCHIAVENNA E INTERCONNESSIONE SVIZZERA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
167 – N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021	Lombardia		Nord/Svizzera
DESCRIZIONE INTERVENTO			
Nell'ambito della realizzazione delle attività di razionalizzazione correlate all'elettrodotto di interconnessione "San Fiorano–Robbia" come previsto dal Ministero dello Sviluppo Economico, sono proseguiti le analisi di sviluppo della rete di trasmissione nella Valchiavenna, anche interessata da nuove interconnessioni con la Svizzera. Inoltre, questo intervento è interdipendente agli sviluppi di rete previsti nell'area della "Razionalizzazione della Valtellina (Fase B)" (intervento 112-P). Il progetto di sviluppo della Valchiavenna è propedeutico alla realizzazione di nuove interconnessioni tra l'Italia e la Svizzera e prevede anche la razionalizzazione di tutta la porzione di rete nelle province di Sondrio, Bergamo, Lecco e Milano, come sottoscritto nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dello Sviluppo Economico – allora Ministero delle Attività Produttive – in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla "Fase A" della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina. Il progetto comprende 3 nuove dorsali a 380 kV che attraverseranno l'area della Valchiavenna, la prima sarà funzionale all'interconnessione con la rete svizzera, mettendo in collegamento la futura S/E a Sud di Mese e proseguendo verso l'area di Forcola dove verrà realizzata una nova S/E 380 kV. Le altre due dorsali a 380 kV contribuiranno a integrare la rete esistente (direttrice 380 kV Bulciago – Soazza) con la futura direttrice Forcola – Paladina – Levate prevista nel progetto di sviluppo in questione. Infine, tali dorsali si attesteranno alla rete esistente a nord di Milano: la prima si collegherà a una nuova stazione 380 kV nell' area di Plateda, già prevista nell'intervento di sviluppo "Razionalizzazione della Valtellina (Fase B)" e la seconda dorsale si congiungerà a una nuova stazione 380 kV nell'area di Levate. Successivamente alla realizzazione delle nuove dorsali 380 kV, verranno demolite gran parte delle dorsali 220 kV che attraversano diverse aree ricomprese tra Grosio e Verderio, tra Dalmine – Venina, tra Tirano e Cesano, tra Ric. Ovest BS e Dalmine e tra Grosio – Cedegolo. Nel progetto sono compresi anche interramenti di elettrodotti a 132 kV, nonché dismissioni, la cui sostenibilità economica è stata ricompresa nell'analisi costi- benefici fino a raggiungerne il limite ammissibile. La pianificazione del progetto ha già tenuto conto delle aree urbanizzate prevedendo gli interramenti possibili in base alla morfologia del territorio e ad i costi sostenibili dai benefici associati. Sono state perseguite le migliori soluzioni tecnologiche e a minor impatto ambientale già in fase di pianificazione: infatti è stata studiata la realizzazione di diverse tratte in cavo nelle aree più urbanizzate dove non sono possibili alternative in aereo e, in funzione dalla morfologia del territorio, sono stati studiati i corridoi delle dorsali in aereo in sinergia alle esigenze territoriali minimizzando gli impatti. L'intervento consentirà di ottenere benefici in termini di riduzione di occupazione di territorio a seguito della dismissione di notevoli porzioni di rete. Inoltre, il progetto di razionalizzazione permetterà di avere una rete robusta e affidabile sia sul livello AAT e AT incrementando la magliatura di rete e l'interconnessione con la frontiera nord, con benefici in termini di maggior importazione di energia sostenibile.			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2023	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
112 – P		Accordo di Programma (AdP) firmato, presso il Ministero dello Sviluppo Economico, in data 24 giugno 2003	
In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dello Sviluppo Economico – allora Ministero delle Attività Produttive – in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla "Fase A" della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina, conseguente alla realizzazione dell'elettrodotto "S.Fiorano – Robbia", si procederà nella cosiddetta "Fase B" della razionalizzazione, con interessamento soprattutto del territorio della Media Valtellina. In tale fase si prevede la dismissione dalla RTN di estesi tratti di linee a 220 e 132 kV, a fronte della realizzazione di quattro nuove stazioni elettriche a 380 kV che svolgeranno principalmente funzione di raccolta della produzione idroelettrica della Lombardia settentrionale e a fronte della realizzazione di nuove linee a 380 kV, che trasmetteranno la potenza generata verso l'area di carico di Milano.			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	148	50	4
Dismissione	486	74	30
Dismissione e Realizzazione			



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	-9	
B2a	0	
B3a	2	0,05 GWh
B4	0	
B5b	15	261,1 GWh
B6	0	
B7n	117	
B7z	0	
B16	0	
B18	-7	-100 kton
B19	7	400 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	-100
I5 - Overgeneration [MWh]	560	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	44	
B2a	0	
B3a	-1	-0,03 GWh
B4	0	
B5b	22	327,21 GWh
B6	0	
B7n	157	
B7z	0	
B16	0	
B18	29	1000 kton
B19	10	600 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	1000
I5 - Overgeneration [MWh]	-33490	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	140	0,14 GWh
B4	0	
B5b	115200	115,2 GWh
B6	0	
B7n	63	
B7z	0	
B16	0	
B18	-6	-100 kton
B19	5	300 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	-100
I5 - Overgeneration [MWh]	1050	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	15	
B2a	0	
B3a	4	0,18 GWh
B4	0	
B5b	9	131,39 GWh
B6	0	
B7n	67	
B7z	0	
B16	0	
B18	7	200 kton
B19	6	400 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	200
I5 - Overgeneration [MWh]	35920	I13 - Variazione resilienza	0

B1 - SEW	B2a - Riduzione Perdite	B3a - Riduzione ENF	B4 - Costi evitati o differiti
B5b - Integrazione rinnovabili	B6 - Investimenti evitati	B7n - Costi evitati MSD Nodale	B7z - Costi evitati MSD Zonale
B16 - Opex Evitati o differiti	B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

A seguito degli accordi presi nell'AdP, oltre la definizione puntuale delle dorsali elettriche interne al territorio italiano, in via preliminare sono stati condotti studi per individuare possibili interconnessioni tra Italia e Svizzera che permetteranno di incrementare lo scambio di energia tra i due Paesi. I nodi di interconnessioni puntuali sono oggetto di approfondimenti congiunti con il TSO svizzero.

In particolare, nel territorio italiano, sono state individuate 4 nuove S/E 380 kV:

- Nuova S/E 380 kV a Sud di Mese: necessaria per intercettare la futura interconnessione a 380 kV proveniente dalla Svizzera;
 - Nuova S/E 380 kV a Forcola: necessaria per collegare le linee 380 kV provenienti dalla futura S/E a Sud di Mese e la due dorsali 380 kV verso la nuova S/E Paladina e la nuova S/E Piaveda;
 - Nuova S/E 380 kV Paladina: necessaria per permettere la transizione aereo – cavo della dorsale che da Forcola arriverà a Levate;
 - Nuova S/E 380 kV Levate: necessaria per collegare la nuova dorsale proveniente da Forcola con l'esistente linea 380 kV Gorlago – Verderio.
- Tali stazioni potrebbero essere soggette a differente localizzazione in funzione di eventuali esigenze progettuali non prevedibili in fase di pianificazione.

Le nuove stazioni saranno opportunamente raccordate mediante la realizzazione dei seguenti collegamenti:

- Nuovo collegamento aereo a 380 kV tra la futura S/E in Svizzera e la futura S/E a Sud di Mese;
- Nuovo collegamento aereo 380 kV tra futura S/E a Sud di Mese e la futura S/E Forcola;
- Nuovo collegamento aereo 380 kV tra la futura S/E Forcola e la futura S/E Piaveda, prevista nell'intervento di sviluppo "Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (fase B)";
- Nuovo collegamento aereo 380 kV tra la futura S/E Forcola e la futura S/E Paladina;
- Nuovo collegamento in cavo 380 kV tra la futura S/E Paladina e la futura S/E Levate, questo tratto verrà realizzato in cavo perché è stata presa in considerazione l'elevata urbanizzazione del territorio interessato. La realizzazione di questo collegamento in cavo comporta necessariamente un'adeguata ridondanza che sarà realizzata mediante la posa di 4 terne di cavi; tale soluzione tecnica è necessaria al fine di garantire l'adeguata affidabilità della rete. Questa soluzione tecnica incide per il 34% sul costo totale dell'intervento.
- Nuovo collegamento aereo 380 kV tra la futura S/E Levate e la esistente S/E Ciserano.

Le suddette stazioni hanno anche il vantaggio di garantire una risposta tempestiva in caso di guasto, in quanto permettono, in caso di rete non integra, una gestione più flessibile della porzione di RTN in oggetto.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

Il progetto Razionalizzazione Valchiavenna garantirà una riduzione delle congestioni locali, in quanto il potenziamento della rete AAT dell'area consentirà un minore ricorso a ridispacciamenti provocati da elevati e sbilanciati transiti dall'interconnessione evitando anche ricorso a riduzioni non programmate di capacità di scambio con l'estero (NTC).

Gli effetti si rilevano infatti nella riduzione dei costi sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD – B7) in quanto con la realizzazione di nuove dorsali a 380 kV si migliora enormemente la magliatura della rete, permettendo anche una più robusta alimentazione dei carichi presenti nell'area delle province di Sondrio, Bergamo, Lecco e Milano.

Per quanto riguarda l'effetto delle due nuove interconnessioni tra l'Italia e la Svizzera, nelle simulazioni del mercato del giorno prima si ha un miglioramento del Social Economic Welfare (SEW – B1) riconducibile all'utilizzo della capacità di generazione più economica e sostenibile proveniente dall'estero, con un beneficio per i consumatori italiani ed una relativa diminuzione del PUN.

La razionalizzazione della rete 132 kV e le nuove stazioni 380 kV assicureranno una migliore alimentazione dei carichi locali e una gestione della rete più affidabile, garantendo una riduzione dell'Energia Non Fornita (ENF – B5) nell'area della Valchiavenna.

Inoltre, questo intervento incrementerà l'integrazione della produzione idroelettrica esistente, in quanto oggi, in periodi di alta idraulicità vengono adottate limitazioni delle produzioni delle centrali per salvaguardare la sicurezza di gestione del sistema dell'area.

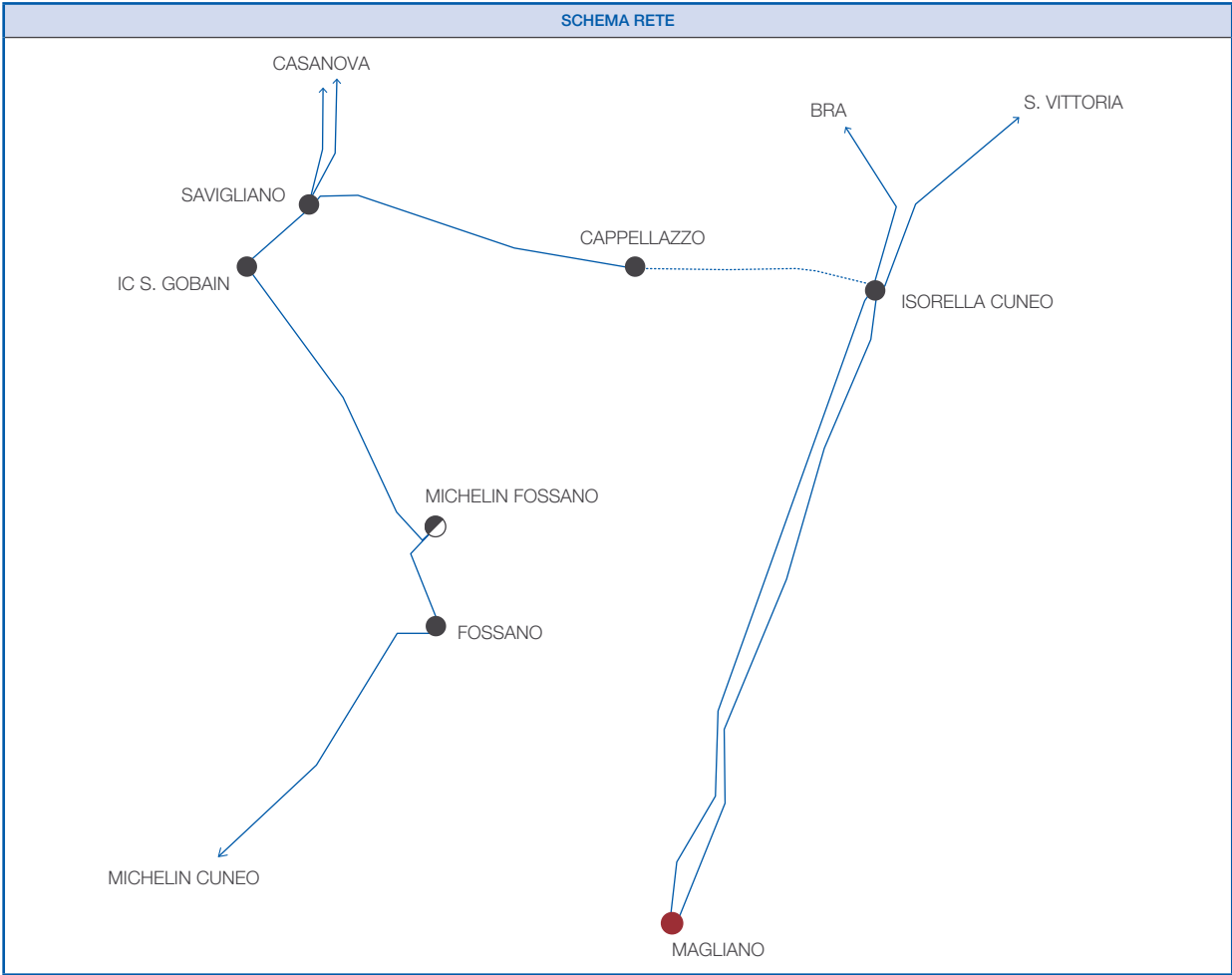
I21: zone di mercato interessate

Le zone di mercato interessate sono: Italia Nord e la Svizzera.

Il nuovo progetto consentirà di raggiungere un incremento della capacità di interconnessione di 1000 MW tra Italia e Svizzera.

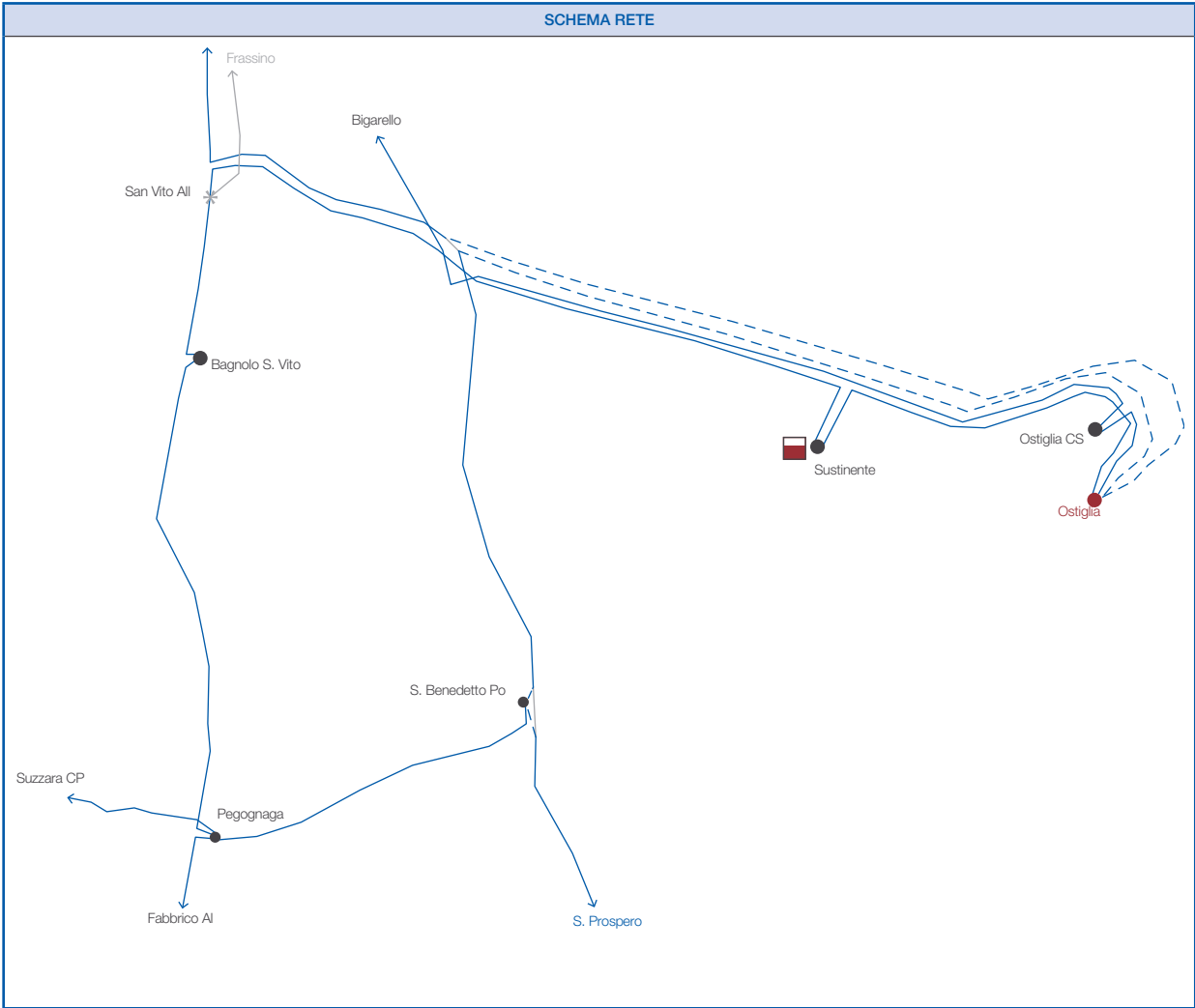
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO NT-IT 2030, NT-IT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
Voci		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	1349 M€	1226 M€	1103 M€
	B7n - Costi evitati MSD Nodale attualizzato PdS	1447 M€	1608 M€	1769 M€
	B7n - Costi evitati MSD Nodale attualizzato anno di completamento	1980 M€	2200 M€	2420 M€
Risultati		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PDS}	1340 M€	1591 M€	1841 M€
	VAN_{COMPL}	1908 M€	2264 M€	2621 M€
	IUS	2.4	2.8	3.3
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO BAU 2030, BAU 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
Voci		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	1349 M€	1226 M€	1103 M€
	B7n - Costi evitati MSD Nodale attualizzato PdS	650 M€	722 M€	795 M€
	B7n - Costi evitati MSD Nodale attualizzato anno di completamento	890 M€	989 M€	1088 M€
Risultati		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PDS}	55 M€	216 M€	378 M€
	VAN_{COMPL}	78 M€	308 M€	538 M€
	IUS	1.1	1.2	1.5

RIMOZIONE ANTENNA CP CAPPELLAZZO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
32-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Piemonte	Nord Ovest		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni dell'area della provincia di Cuneo, è prevista la risoluzione della connessione in derivazione rigida della CP Cappellazzo tramite la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV all'impianto di Isorella. L'intervento in oggetto, in sinergia con l'intervento 14-P Magliano A. – Fossano, consentirà una maggiore magliatura dell'area in esame permettendo una migliore gestione dei flussi di rete.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2023	2026			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione	8					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovo El.132 kV dalla CP Cappellazzo all'impianto di Isorella	Fase 1		2023	2026	2028	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ /4.2 M€						



5.1.2 Area Nord

RIASSETTO RETE 132 kV TRA MANTOVA E OSTIGLIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
168-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
In sinergia con l'intervento di sviluppo 326-P Riassetto Bologna, è prevista la rimozione della connessione in antenna dell'attuale impianto a 132 kV San Benedetto Po' di proprietà e-distribuzione e la rimangiatura della centrale di Ostiglia sfruttando asset esistenti. Inoltre sarà migliorata la connessione della CP di Mantova. L'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità del servizio e di energia non fornita evitata.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2026			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
328-P Riassetto rete AT a nord di Bologna						
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	37					
Dismissione	6					
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Raccordi 132 kV CP San Benedetto Pò	Fase 1		2023	2026	2028	
Raccordi 132 kV Ostiglia centrale	Fase 1		2023	2026	2028	
Risoluzione T-rigido San Vito e raccordi 132 kV della CP Mantova alla futura direttrice Mozzecane-Ostiglia	Fase 1		2023	2026	2028	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ /10 M€						



RIASSETTO RETE TRA TAVAZZANO E COLÀ							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
169-N							
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2021				Lombardia		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza dell'esercizio della rete AT nell'area compresa tra gli impianti di Tavazzano e Colà è previsto l'adeguamento dell'elettrodotto a 220 kV Tavazzano – Colà e la realizzazione di una nuova S/E 220 kV al fine di migliorare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT e superare le attuali limitazioni di esercizio.							
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ				AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO	
2023				2028		2030	
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	4				1		
Dismissione	2						
Dismissione e Realizzazione	107				4		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETA- MENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '21	PDS '20					
Rimozione limitazioni 220 kV Tavazzano - Colà	Fase 1		2023	2028	2030		
Nuova S/E 220/132 kV	Fase 1		2023	2028	2030		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
0 M€ /59 M€	NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040				NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	2,7			IUS	2,7	
	VAN _{PDS}	77			VAN _{PDS}	77	
	VAN _{COMPL}	110			VAN _{COMPL}	110	
SCHEMA RETE							

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici Val. monetari [M€]		Q.tà		
 B1	0			
 B2a	0			
 B3a	0			
 B4	0			
 B5b	0			
 B6	0			
 B7n	0			
 B7z	0			
 B16	0			
 B18	0			
 B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Beneficiari monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0		11	
B2a	0			
B3a	11	0,282 GWh		
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici Val. monetari [M€]		Q.ta		
B1	0		11	
B2a	0			
B3a	11	0,282 GWh		
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Beneficiari monetari [M€]	Val.	Q.tà		
 B1	0			
 B2a	0			
 B3a	0			
 B4	0			
 B5b	0			
 B6	0			
 B7n	0			
 B7z	0			
 B16	0			
 B18	0			
 B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Beneficiari monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW

B5b - Integrazione rinnovabili

B16 - Opex Evitati o differiti
- B2a - Riduzione Perdite

B6 - Investimenti evitati

B18 - Riduzione CO₂
- B3a - Riduzione ENF

B7n - Costi evitati MSD Nodale

B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B4 - Costi evitati o differiti

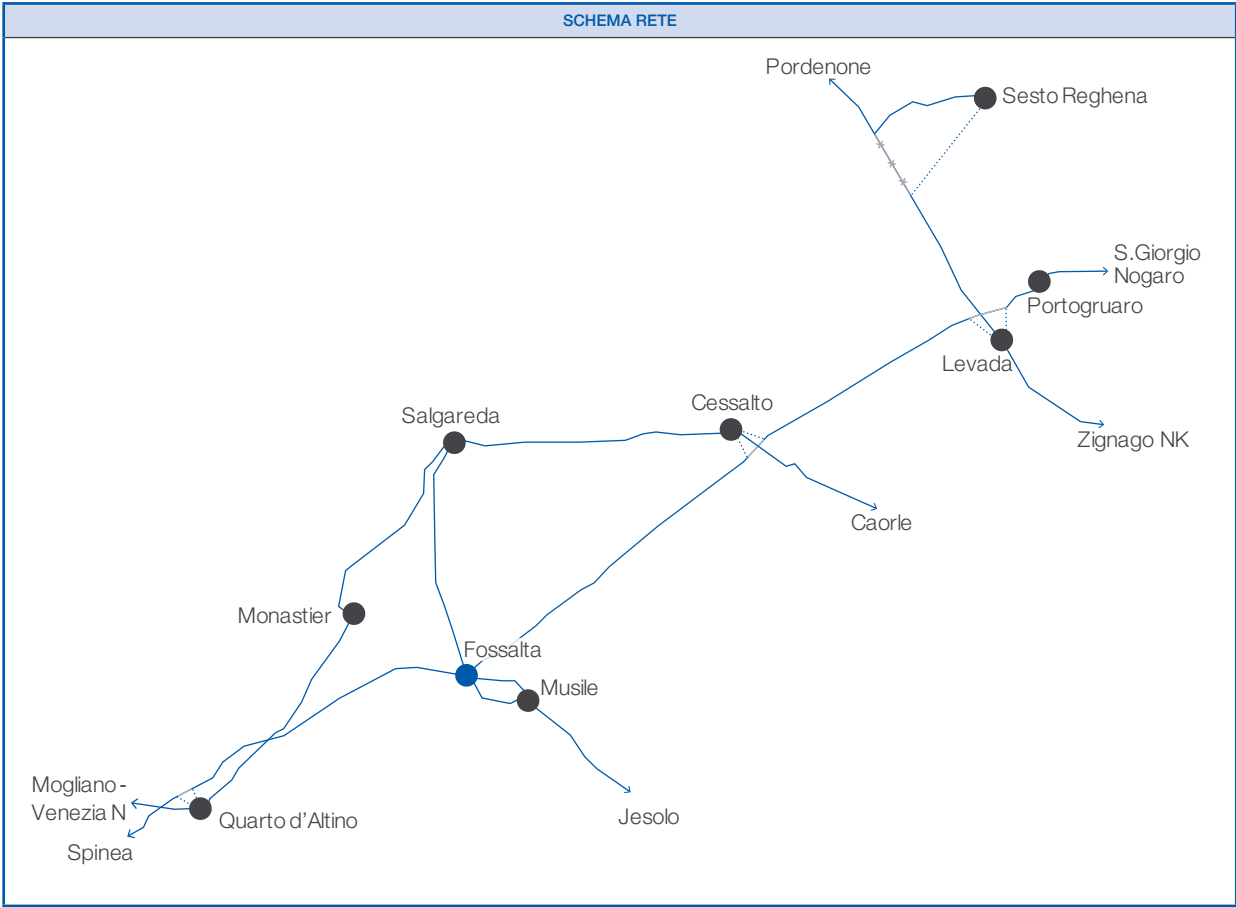
B7z - Costi evitati MSD Zonale

RIASSETTO RETE TRA CISLAGO E DALMINE						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
170-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Lombardia	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza dell'esercizio della rete AT nell'area di Monza/Brianza si prevede il declassamento a 132 kV di una parte della linea 220 kV Dalmine – Cislago dalla S/E Verderio alla S/E Desio. In concomitanza si raccorderà tale linea 220 kV alla S/E Verderio ottenendo un nuovo collegamento 220 kV Dalmine –Verderio. L'attuale linea 220 kV Dalmine – Cislago, nella parte più a ovest, verrà raccordato a Cesano Maderno, realizzando un collegamento 220 kV Cislago – Cesano Maderno in modo da demolire una parte di linea che attualmente si trova in zone fortemente antropizzate.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2023		2028		2030		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	9		1			
Dismissione	9		1		3	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Demolizione di alcune tratte del 220 kV Cislago - Dalmine	Fase 1		2023	2028	2030	
Raccordi a 220 kV S/E Verderio	Fase 1		2023	2028	2030	
Raccordi a 132 kV S/E Verderio	Fase 1		2023	2028	2030	
Raccordi 220 kV S/E Cesano M.	Fase 1		2023	2028	2030	
Riassesto rete 132 kV Nord Brianza	Fase 1		2023	2028	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ /14 M€						

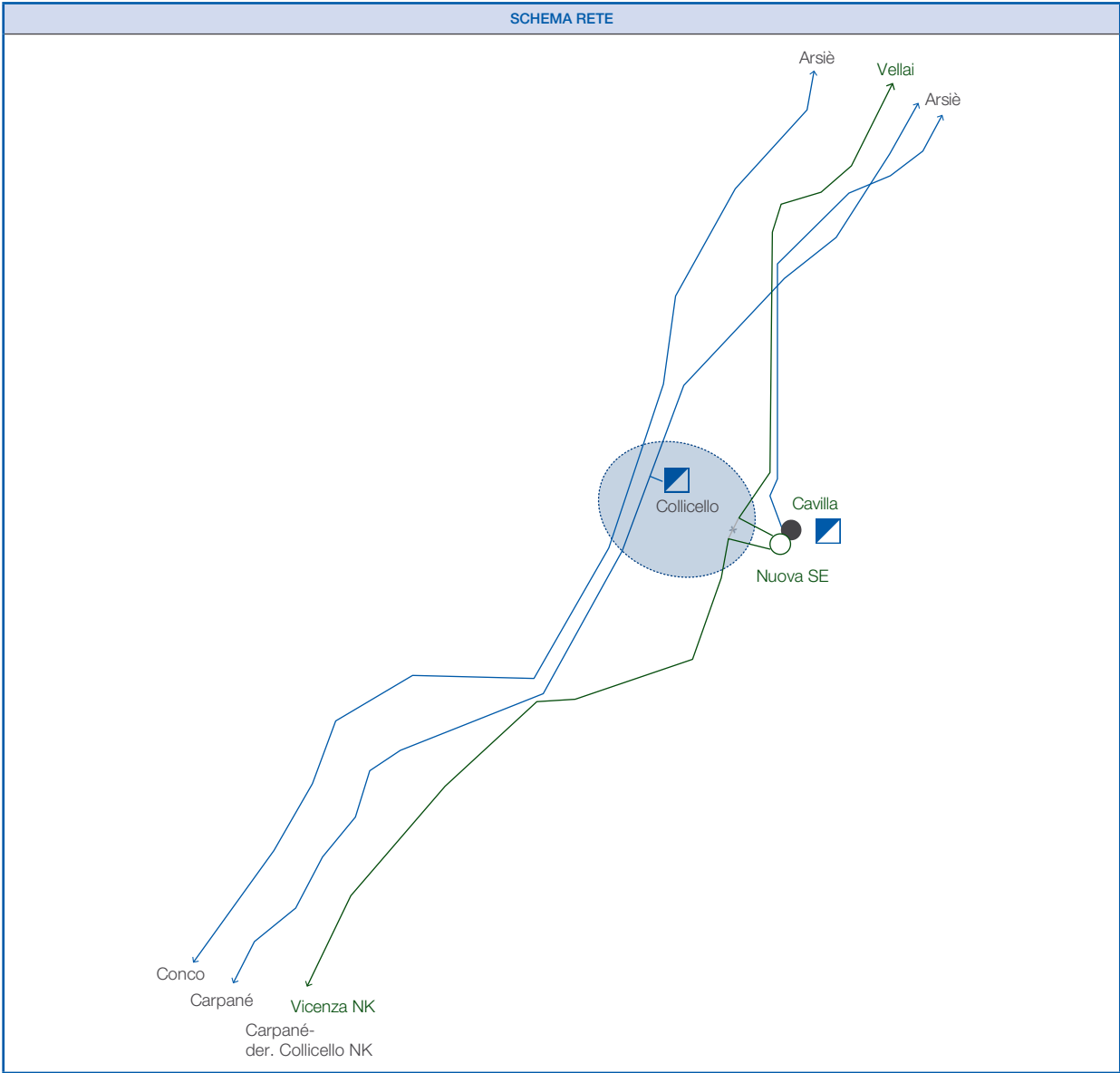
NUOVA STAZIONE 380 kV GREGGIO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
171-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Piemonte		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
È prevista la realizzazione di una nuova stazione 380 kV da collegare in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Rondissone-Turbigo, con contestuale adeguamento dell'esistente stazione 132 kV di Greggio. L'intervento proposto consentirà la risoluzione della derivazione rigida in prossimità dell'impianto e la realizzazione di una trasformazione 380/132 kV dedicata all'alimentazione della dorsale ferroviaria AV/AC, così da garantire adeguati margini di sicurezza e incremento della qualità del servizio.						
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO		
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza 2.0
				Integrazione RFI		Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2028			2031	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETA- MENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuova stazione 380 kV e raccordi	Fase 1		2023	2028	2030	
Adeguamento SE 132 kV e raccordi	Fase 1		2023	2028	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€/13 M€						

5.1.3 Area Nord - Est

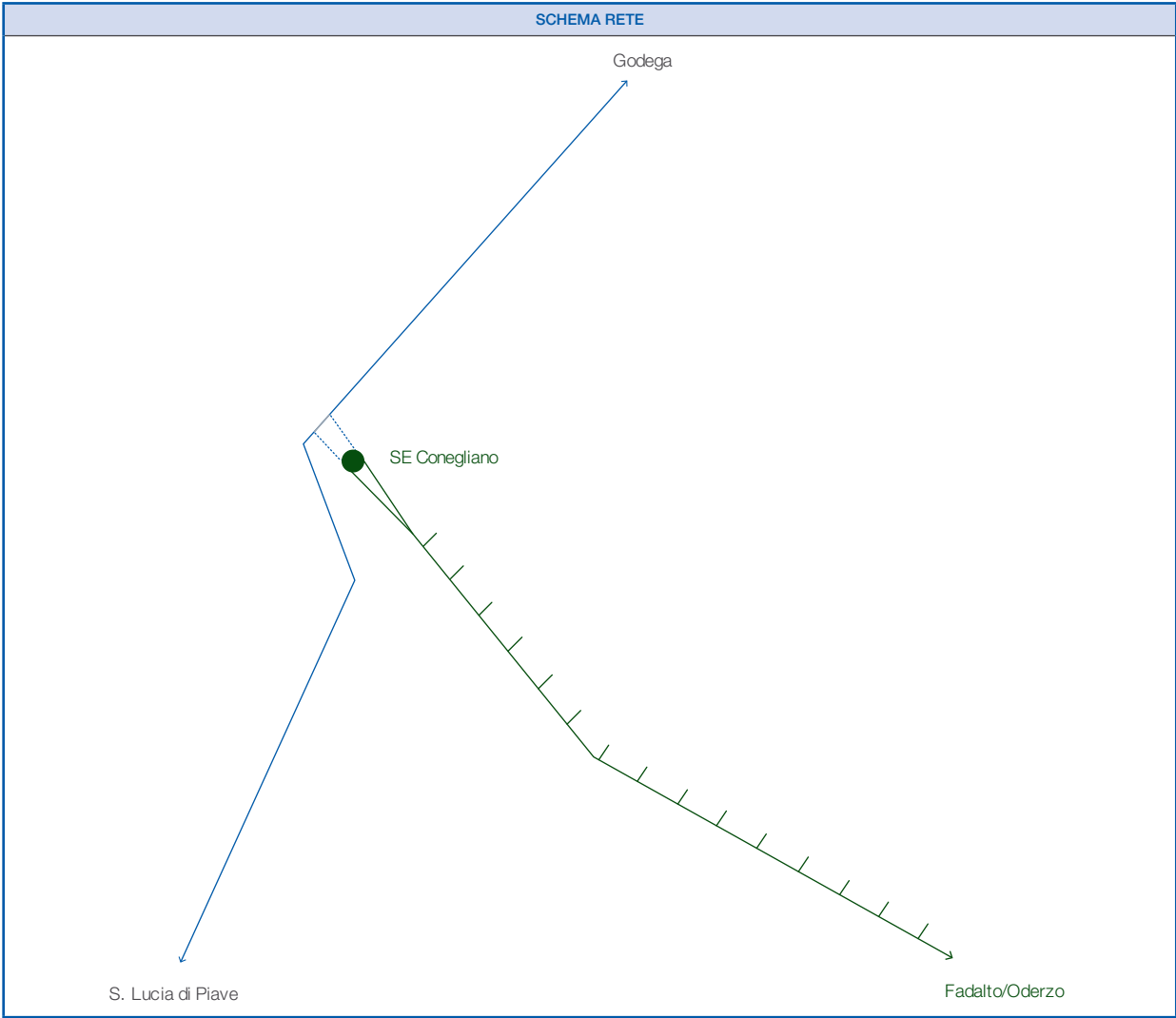
RAZIONALIZZAZIONE RETE AT IN PROVINCIA DI VENEZIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
260-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Veneto		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La rete 132 kV tra i comuni di Quarto d'Altino e Portogruaro presenta un ridotto livello di magliatura. Pertanto, per migliorare l'affidabilità del servizio elettrico nella rete in questione, è stato pianificato di:						
• Raccordare la CP Quarto d'Altino all'elettrodotto 132 kV Spinea-Fossalta;						
• Raccordare la SE Fossalta all'elettrodotto 132 kV Musile-Salgareda;						
• Raccordare le CP Cessalto e Levada all'elettrodotto 132 kV Fossalta-Portogruaro.						
Le opere potranno essere soggette a puntuali variazioni progettuali a seguito delle verifiche di fattibilità impiantistiche in sinergia con gli altri soggetti coinvolti.						
È prevista inoltre la richiusura della CP Sesto Reghena sull'elettrodotto 132 kV Levada-Pordenone, al fine di migliorare l'attuale schema di alimentazione.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2024		2028		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con i distributori locali per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine primarie			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	14					
Dismissione	3					
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Raccordi in CP Quarto d'Altino	Fase 1		2024	2028	2030	
Raccordi in SE Fossalta	Fase 1		2024	2028	2030	
Raccordi in CP Cessalto	Fase 1		2024	2028	2030	
Raccordi in CP Levada	Fase 1		2024	2028	2030	
Raccordo in CP Sesto Reghena	Fase 1		2024	2028	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 10 M€						



RIASSETTO RETE NELL'AREA DELLA STAZIONE CAVILLA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
261-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Veneto		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La SE 220 kV Cavilla è ad oggi collegata in derivazione rigida alla dorsale 220 kV Vellai-Vicenza-der. Cavilla-der. Cittadella. Tale tipologia di connessione limita la flessibilità dell'esercizio e, in condizioni di guasto o manutenzione della dorsale, causa criticità alla sicurezza della RTN. L'intervento è finalizzato alla risoluzione del collegamento in derivazione rigida della stazione di Cavilla mediante la realizzazione di un nuovo raccordo alla dorsale 220 kV. Per incrementare la flessibilità dell'esercizio della rete 132 kV, nonché la magliatura tra le reti AAT e AT, è stato anche studiato di raccordare in SE Cavilla i lunghi elettrodotti 132 kV collocati nelle vicinanze, adeguando opportunamente le loro portate laddove necessario.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2024		2028			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	3		2,5			
Dismissione	8		3,5			
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Raccordo 220 kV in SE Cavilla	Fase 1		2024	2028	2030	
Raccordi 132 kV	Fase 1		2024	2028	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 14 M€						

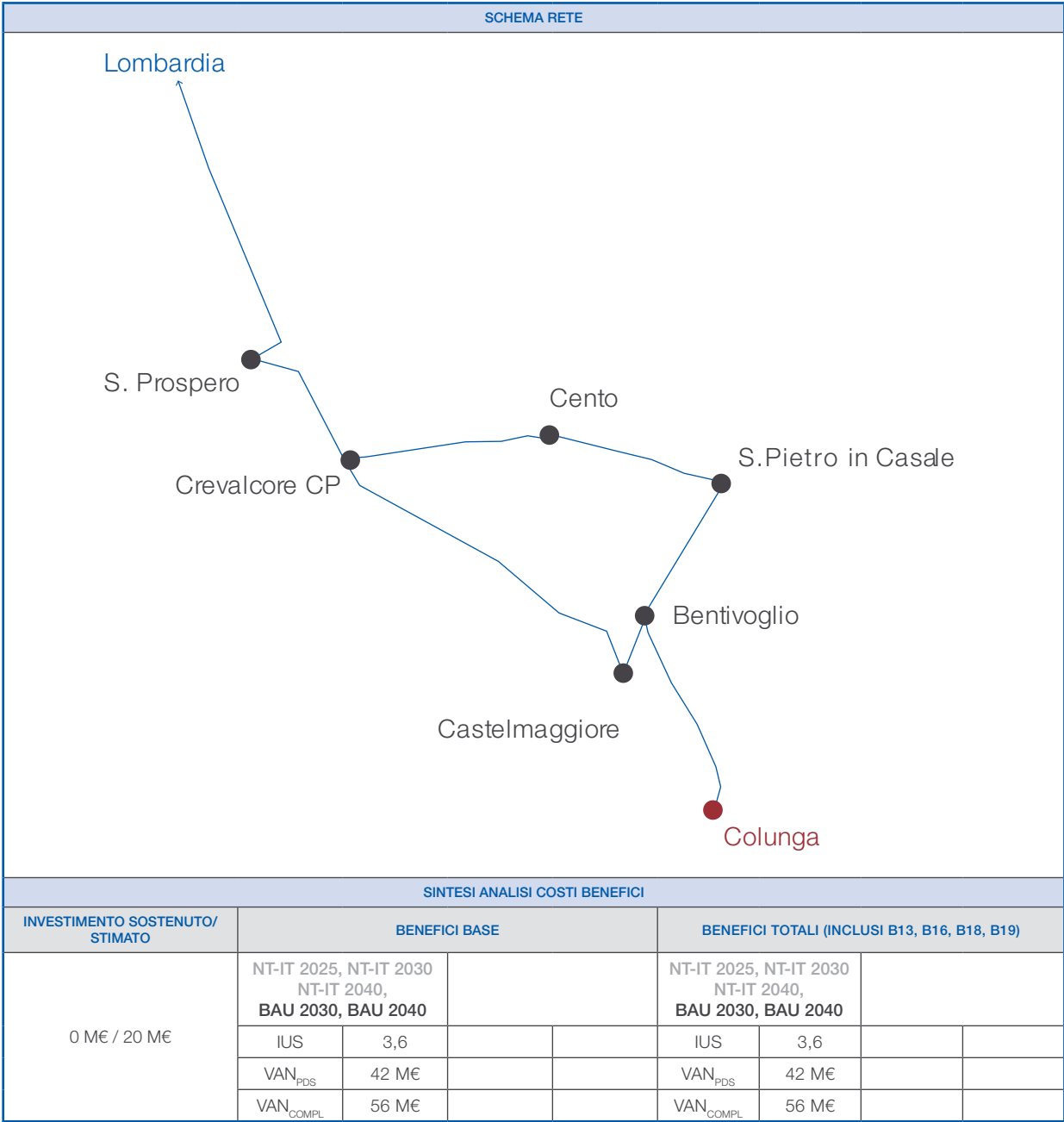


INCREMENTO MAGLIATURA SE 220 kV CONEGLIANO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
262-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Veneto		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La SE 220 kV Conegliano è collegata in entra-escei a una lunga direttrice 220 kV, che dal nodo di produzione di Soverzene arriva fino al nodo di carico di Salgareda. In condizioni di guasto o manutenzione di tratti della direttrice 220 kV a cui è raccordata si verifica un degrado della sicurezza di esercizio della porzione di rete nell'area. L'intervento di sviluppo proposto è volto a incrementare la sicurezza di alimentazione dei carichi collegati in tale area, cogliendo l'opportunità di raccordare il vicino elettrodotto 132 kV Godega - S.Lucia di Piave. Sono inoltre previsti lavori in stazione al fine di incrementare la flessibilità di esercizio e la capacità di trasformazione.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2024		2028			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Adeguamento SE Conegliano	Fase 1		2024	2028	2030	
Raccordi 132 kV	Fase 1		2024	2028	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 8 M€						



5.1.4 Area Centro - Nord

ELETTRODOTTO 220 kV COLUNGA-BUSSOLENGO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
350-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Emilia Romagna / Lombardia	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
L'elettrodotto 220 kV Colunga-Bussolengo, previsto in declassamento a 132 kV nell'intervento 326-P Riassetto di Bologna, sarà riutilizzato al fine di incrementare la Qualità del Servizio, assicurando un'adeguata alimentazione dei carichi dell'area. Sarà, inoltre, ridotto l'impatto ambientale in aree antropizzate, mediante una razionalizzazione della rete locale, e l'incremento della magliatura ottenuta raccordando i diversi nodi di carico dell'area all'elettrodotto declassato. In particolare: • saranno risolte le criticità della direttrice Castelmaggiore-Bentivoglio-S.Pietro in Casale-Cento-Crevalcore CP raccordando l'elettrodotto declassato opportunamente alle CP; • è prevista una razionalizzazione in area Crevalcore; • la magliatura dell'elettrodotto declassato con la rete 132 kV locale. Le opere di razionalizzazione potranno essere soggette a puntuali variazioni progettuali a seguito delle verifiche di fattibilità impiantistiche in sinergia con gli altri soggetti coinvolti. Inoltre, le demolizioni previste potranno essere attuate solo a seguito del completamento dell'intero intervento di sviluppo e opere connesse. L'incremento della magliatura consentirà una maggiore flessibilità di esercizio e della Qualità del Servizio dei carichi dell'area a Nord di Bologna e del modenese.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2023	2026		2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
326-P Riassetto di Bologna 168-N Riassetto Rete 132 kV tra Mantova e Ostiglia			Dipendenza da accordi con distributore locale per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	9				2	
Dismissione	54				6	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Incremento magliatura direttrice Castelmaggiore-Bentivoglio- S.Pietro in Casale -Cento-Crevalcore CP	Fase 1		2023	2026	2028	
Razionalizzazione are Crevalcore	Fase 1		2023	2026	2028	
Riassetto rete 132 kV	Fase 1		2023	2026	2028	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 20 M€						



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	5	0,154 GWh	5
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	5	0,172 GWh	5
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

■ B1 - SEW
■ B5b - Integrazione rinnovabili
■ B16 - Opex Evitati o differiti

■ B2a - Riduzione Perdite
■ B6 - Investimenti evitati
■ B18 - Riduzione CO₂

■ B3a - Riduzione ENF
■ B7n - Costi evitati MSD Nodale
■ B19 - Rid. NOx, SOx, PM

■ B4 - Costi evitati o differiti
■ B7z - Costi evitati MSD Zonale

RIMOZIONE LIMITAZIONI ELETTRODOTTO 380 kV CALENZANO-SUVERETO									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
351-N									
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2021				Toscana		Centro Nord			
DESCRIZIONE INTERVENTO									
L'elettrodotto 380 kV Calenzano-Suvereto è un asset essenziale per il trasporto dell'energia nella rete primaria toscana e per consentire gli scambi di energia tra le zone di mercato Nord e Centro Nord. Al fine di rimuovere le limitazioni presenti sull'elettrodotto e ottimizzare i corridoi in zone urbanizzate è previsto un riassetto della rete 380 kV afferente ai nodi di Marginone, Poggio a Caiano e Calenzano, utile anche a garantire il transito in sicurezza dei flussi al nodo di Suvereto, sul quale si innestano la doppia terna verso Montalto e il SACOI. Con il fine di incrementare la sicurezza e flessibilità di esercizio, si prevede il riassetto degli elettrodotti 380 kV Marginone-Calenzano e Calenzano-Suvereto e il raccordo di Calenzano verso Poggio a Caiano, con interventi puntuali di rimozione limitazioni, laddove necessari. L'intervento, quindi, consentirà di ridurre i costi relativi alle movimentazioni sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento per risolvere le congestioni locali di rete.									
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO					
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio			
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza 2.0			
				Integrazione RFI		Transizione ecologica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO				
2023		2026			2028				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE									
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI					
IMPATTI TERRITORIALI									
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]				
Realizzazione	6								
Dismissione	17				2				
Dismissione e Realizzazione									
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '21	PDS '20							
Riassetto elettrodotti Marginone-Calenzano e Calenzano-Suvereto	Fase 1		2023	2026	2028				
Rimozione limitazioni rete 380 kV tra i nodi di Marginone, Calenzano e Poggio a Caiano	Fase 1		2023	2026	2028				
SINTESI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO									
0 M€ / 30 M€									
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE					BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 30 M€	NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	3,0	IUS	1,7	IUS	3,0	IUS	1,7	
	VAN _{PDS}	47 M€	VAN _{PDS}	16 M€	VAN _{PDS}	47 M€	VAN _{PDS}	16 M€	
	VAN _{COMPL}	66 M€	VAN _{COMPL}	23 M€	VAN _{COMPL}	66 M€	VAN _{COMPL}	23 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0,3		0,3
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	5		5
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	2		2
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	8		8
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

B1 - SEW
B5b - Integrazione rinnovabili
B16 - Opex Evitati o differiti

B2a - Riduzione Perdite
B6 - Investimenti evitati
B18 - Riduzione CO₂

B3a - Riduzione ENF
B7n - Costi evitati MSD Nodale
B19 - Rid. NOx, SOx, PM

B4 - Costi evitati o differiti
B7z - Costi evitati MSD Zonale

INCREMENTO MAGLIATURA RETE 132 kV AREA AMIATA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
352-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La rete 132 kV dell'area dell'Amiata e della Toscana meridionale è caratterizzata da una ridotta magliatura. Nell'area, inoltre, sono previste numerose richieste di connessione di fonti rinnovabili non programmabili. Per garantire la Sicurezza e la Flessibilità di esercizio nell'area sono previsti i seguenti interventi: • Il raccordo Bagnore-Paganico; • Il raccordo Chianciano-Montallese, adeguando opportunamente la SSE di Montallese; • L'incremento della magliatura del nodo di Acquapendente. Le opere di razionalizzazione potranno essere soggette a puntuali variazioni progettuali a seguito delle verifiche di fattibilità impiantistiche in sinergia con gli altri soggetti coinvolti. Sarà, inoltre, approfondito in futuro un riassetto della porzione di rete compresa tra Toscana, Lazio e Umbria, al fine di integrarlo con il presente intervento di sviluppo. Questi interventi consentiranno una maggiore sicurezza e flessibilità di esercizio e l'integrazione delle rinnovabili presenti in servizio e previste nell'area.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0				
		Integrazione RFI		Transizione ecologica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
2022		2026		2028				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con distributore locale per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	44		1		2			
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '21	PDS '20						
Elettrodotto Bagnore-Paganico	Fase 1		2023	2026	2028			
Elettrodotto Chianciano-Montallese	Fase 1		2023	2026	2028			
Incremento magliatura nodo di Acquapendente	Fase 1		2023	2026	2028			
Riassetto rete AT	Fase 1		2023	2026	2028			
SINTESI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO								
0 M€ / 75 M€								
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 75 M€	NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030 NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
			IUS	3,9			IUS	3,9
			VAN _{PDS}	177 M€			VAN _{PDS}	177 M€
			VAN _{COMPL}	232 M€			VAN _{COMPL}	232 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	17	135 MW		17
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	21	135 MW		21
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

■ B1 - SEW
■ B5b - Integrazione rinnovabili
■ B16 - Opex Evitati o differiti

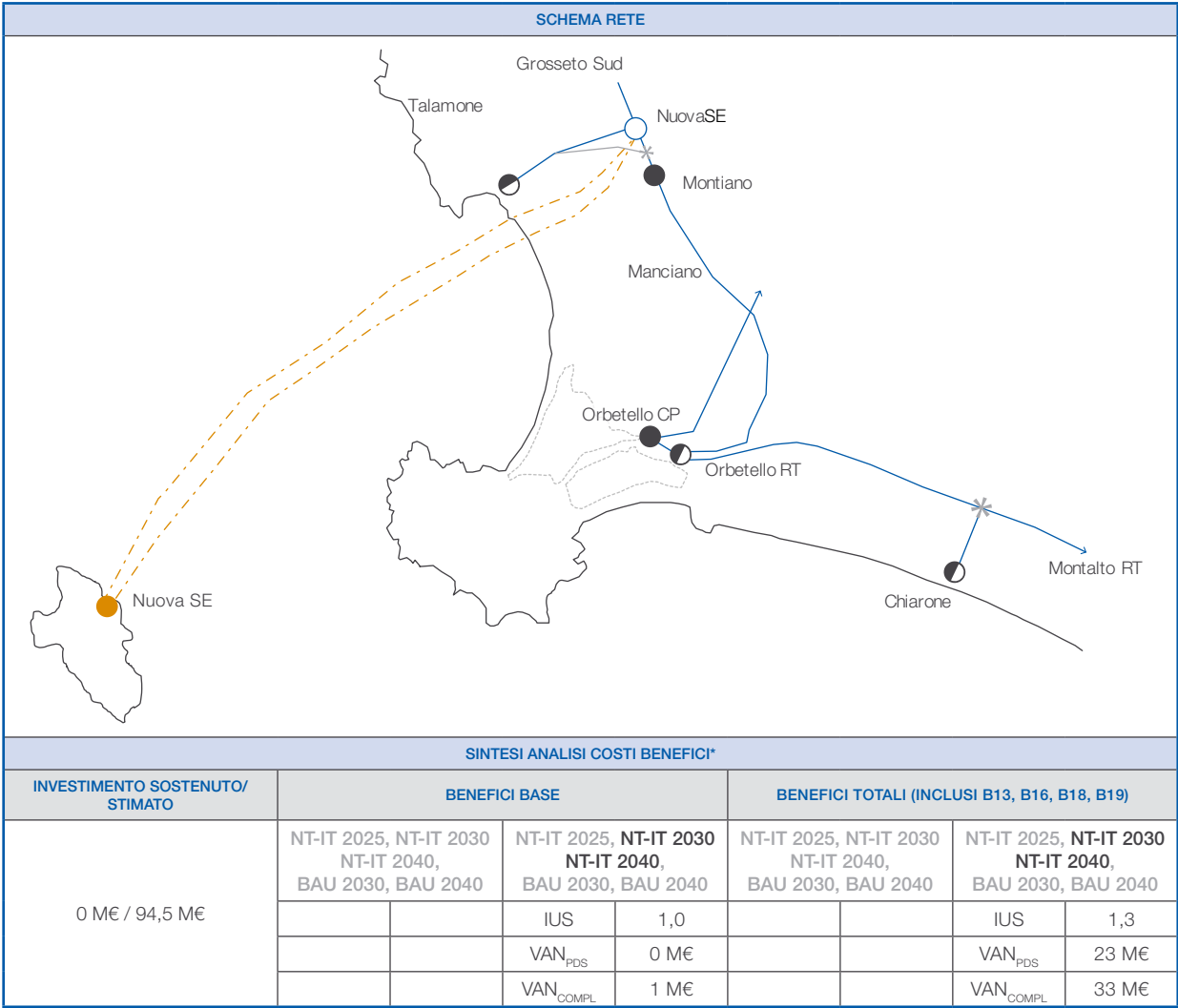
■ B2a - Riduzione Perdite
■ B6 - Investimenti evitati
■ B18 - Riduzione CO₂

■ B3a - Riduzione ENF
■ B7n - Costi evitati MSD Nodale
■ B19 - Rid. NOx, SOx, PM

■ B4 - Costi evitati o differiti
■ B7z - Costi evitati MSD Zonale

RIASSETTO RETE PER ALIMENTAZIONE AV 132 kV IN TOSCANA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
353-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire l’esercizio in sicurezza della rete e qualità nell’alimentazione dell’AV in Toscana saranno previsti interventi di riassetto della magliatura di rete. In particolare, si prevede:						
• il collegamento della SSE di Compiobbi in entra-esce alla linea 132 kV Incisa – Rifredi con la risoluzione dell’attuale connessione in derivazione rigida;						
• il riassetto delle linee 132 kV afferenti la SSE di Montallese;						
• un nuovo collegamento della SSE di Rigutino in entra-esce alla linea 132 kV Arezzo – Chiana.						
L'intervento proposto consentirà nel suo complesso il miglioramento dell'alimentazione della direttrice ferroviaria AV Firenze-Roma.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2023		2028		2031		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETA- MENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
SSE Montallese e riassetto rete 132 kV	Fase 1		2023	2028	2031	
SSE Rigutino e riassetto rete 132 kV	Fase 1		2023	2028	2031	
SSE Compiobbi e riassetto rete 132 kV	Fase 1		2023	2028	2031	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 10 M€						

INTERCONNESSIONE ISOLA DEL GIGLIO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
354-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO			
2021		Toscana	Centro Nord			
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Attualmente l'isola del Giglio risulta alimentata esclusivamente da gruppi a gasolio, non disponendo di alimentazione dalla rete del continente. Si rileva pertanto la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio, nonché di ridurre le emissioni inquinanti mediante la realizzazione di nuovi collegamenti in Alta Tensione attraverso l'utilizzo di cavi marini tra l'isola del Giglio e la RTN Toscana. L'intervento consentirà benefici per la collettività, sia in termini ambientali che economici. Infatti, il nuovo collegamento permetterà al Giglio di entrare a far parte a tutti gli effetti della rete elettrica nazionale, con i conseguenti benefici derivanti dal Sistema Elettrico interconnesso più efficiente. Contestualmente, è prevista la realizzazione di una nuova stazione RTN sull'isola del Giglio, a cui attestare la nuova interconnessione e la rete di distribuzione locale. Tale SE sarà interconnessa alla Toscana mediante due collegamenti AT al fine di incrementare la sicurezza dell'interconnessione. La soluzione impiantistica dovrà tenere in considerazione la necessità di una compensazione reattiva propedeutica per il corretto funzionamento del collegamento di interconnessione con l'isola. L'interconnessione dell'isola del Giglio garantirà notevoli benefici per il sistema elettrico, in termini di: • incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico; • incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita; • maggiore integrazione della produzione da fonte rinnovabile sull'isola; • maggiore economicità del servizio di fornitura dell'energia elettrica, attraverso la partecipazione al mercato elettrico; • sensibile riduzione delle emissioni inquinanti. Le opere di interconnessione potranno essere soggette a puntuali variazioni progettuali a seguito delle verifiche di fattibilità impiantistiche in sinergia con gli altri soggetti coinvolti.						
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio			
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza 2.0			
		Integrazione RFI	Transizione ecologica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2023	2028		2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI				
		Dipendenza da accordi con distributore locale				
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]			
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovi collegamenti AT con isola del Giglio	Fase 1		2023	2028	2030	
Nuova SE isola Giglio	Fase 1		2023	2028	2030	
SE Toscana	Fase 1		2023	2028	2030	



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	1	0,026 GWh	1	
B4	5		5	
B5b	0,01	0,19 GWh	0,01	
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0,4	6,667 kton	0,4	
B19	1	0,034 kton	1	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	1	0,0287 GWh	1	
B4	6		6	
B5b	0,01	0,1976 GWh	0,01	
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	1	6,603 kton	1	
B19	1	0,035 kton	1	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

■ B1 - SEW
■ B5b - Integrazione rinnovabili
■ B16 - Opex Evitati o differiti

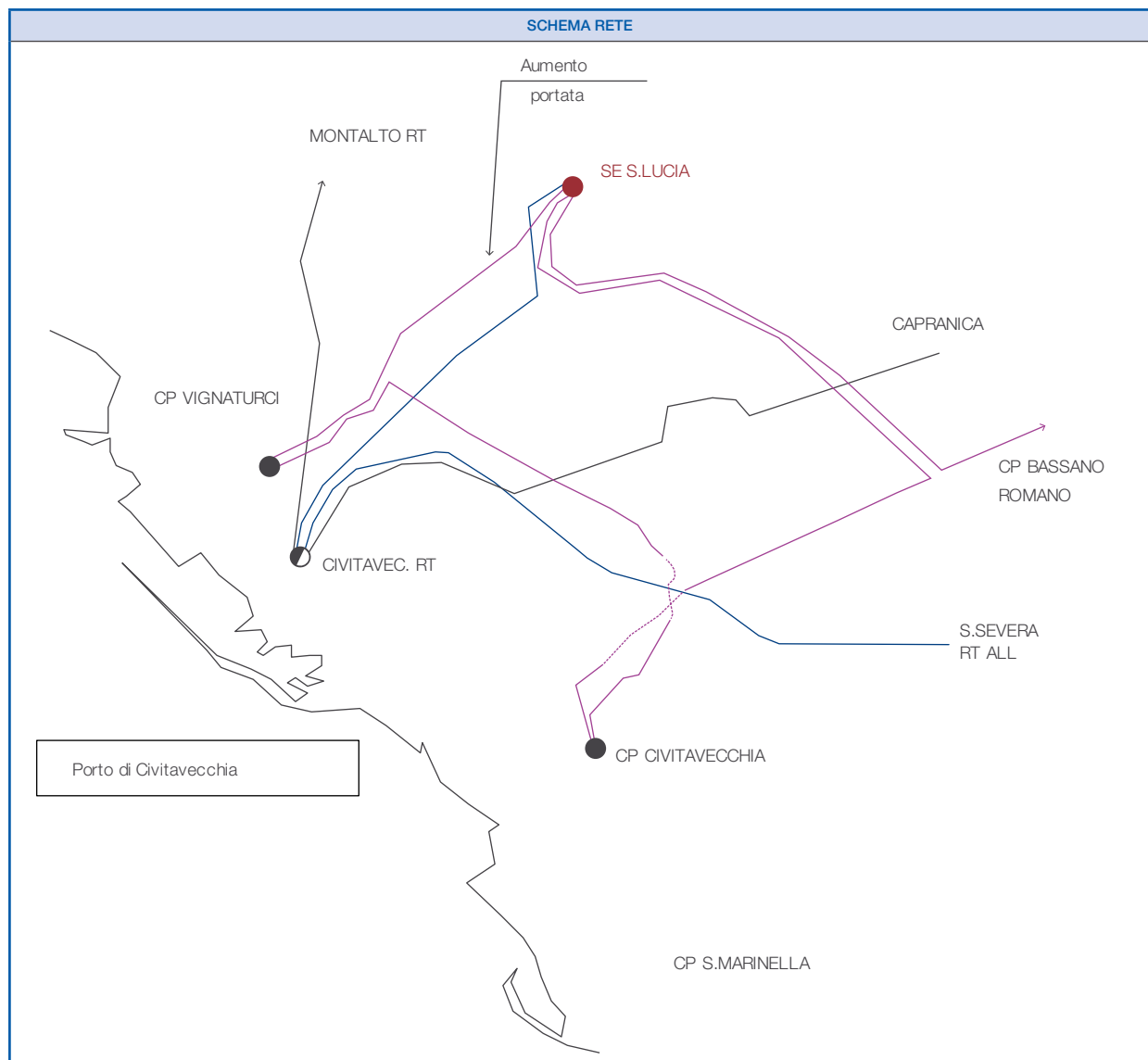
■ B2a - Riduzione Perdite
■ B6 - Investimenti evitati
■ B18 - Riduzione CO₂

■ B3a - Riduzione ENF
■ B7n - Costi evitati MSD Nodale
■ B19 - Rid. NOx, SOx, PM

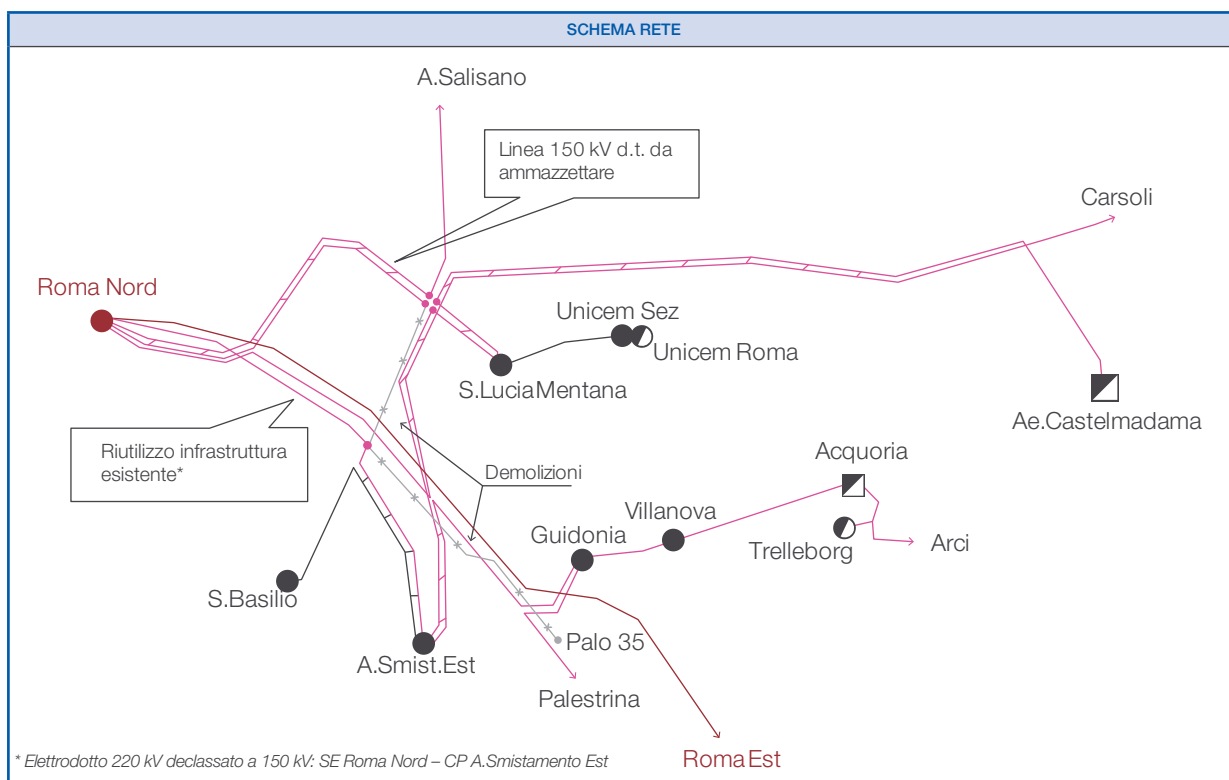
■ B4 - Costi evitati o differiti
■ B7z - Costi evitati MSD Zonale

5.1.5 Area Centro

RIMOZIONE LIMITAZIONI EL. 150 kV VIGNATURCI - S. LUCIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
445-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Lazio	Centro Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete nell'area di Civitavecchia superando le attuali criticità, saranno eliminate le attuali limitazioni sulla capacità di trasporto della linea 150 kV "SE S. Lucia – CP Vignaturci". Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove necessario, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset lungo la direttrice SE S. Lucia - CP Civitavecchia.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2024		2028		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI SIGNIFICATIVI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	4					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV SE S. Lucia – CP Vignaturci	Fase 1		2024	2028	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 3 M€						



RIASSETTO RETE FRA SE ROMA NORD E CP A. SMIST. EST						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
446-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2020				Lazio		Centro Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La linea “SE Roma Nord – Palo 35 (ex Roma Nord – Cinecittà)” è un elettrodotto 220 kV in semplice terna, con conduttori binati (2x585), di lunghezza circa 15 km, fuori servizio da molti anni. In alcuni suoi tratti è inglobata in aree fortemente urbanizzate e difficilmente riattivabili, viceversa tra la SE di Roma Nord e la via Nomentana la linea attraversa zone di campagna e potrebbe essere pertanto riattivabile. Pertanto in sinergia con l'intervento 409-P, già in PdS, l'intervento prevede di riutilizzare tratti della ex “Roma Nord – Cinecittà” declassandola a 150 kV e collegandola alla linea “CP A. Smistamento Est – CP Salisano”, realizzando una linea 150 kV “SE Roma Nord – CP A. Smistamento Est” e demolendo il resto.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2024		2028			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
409-P Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma						
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	1		0.4		0.4	
Dismissione	11		1		3	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Declassamento a 150 kV dell'el. 220 kV “Roma N – ex Cinecittà (Palo 35)”	Fase 1		2024	2028	2030	
Raccordo 150 kV della linea “A. Smist.Est – A. Salisano” con la “Roma N – ex Cinecittà”	Fase 1		2024	2028	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione associata	Fase 1				2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€/2 M€						

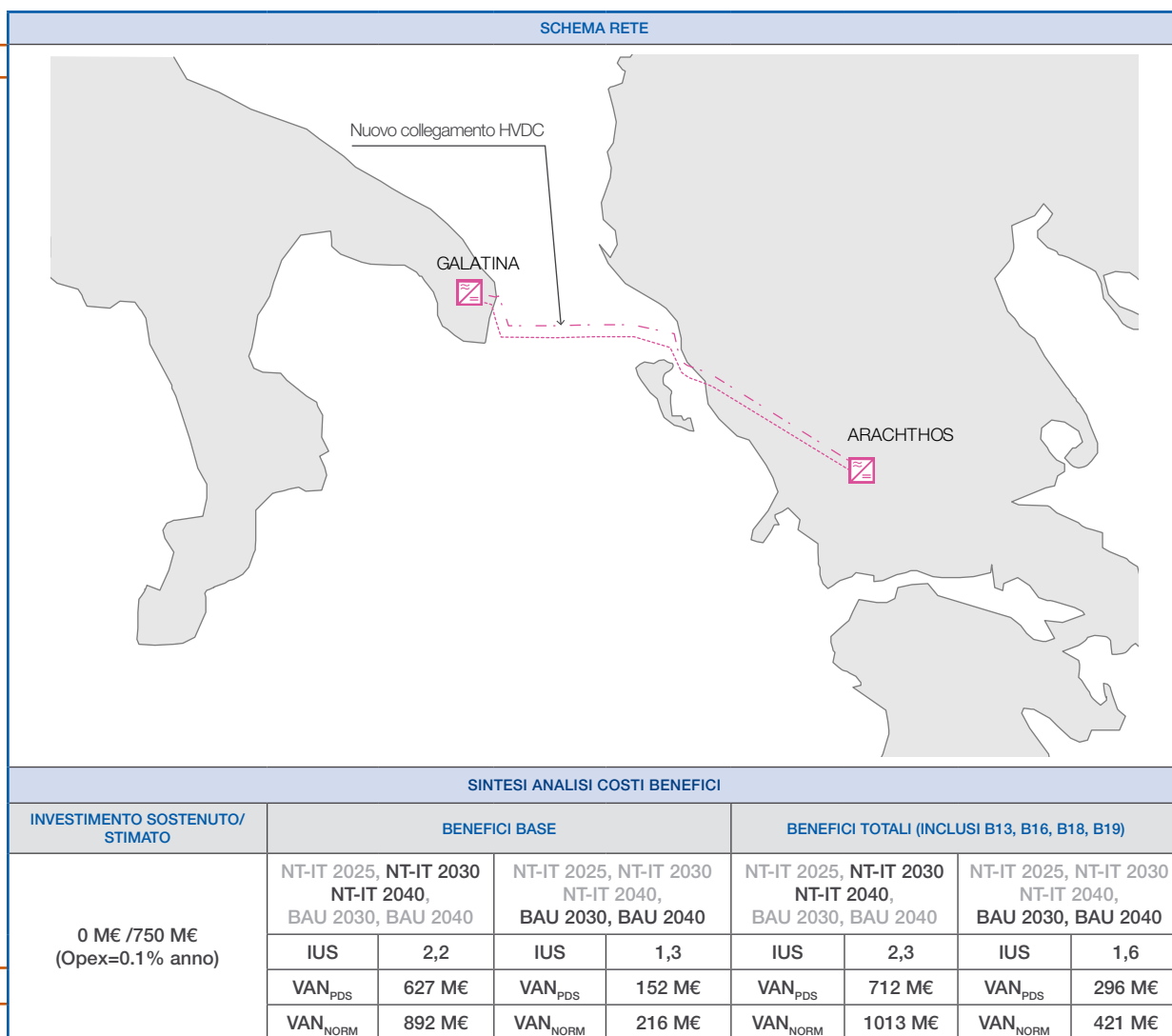


5.1.6 Area Sud

PREMIUM 554 – N NUOVO HVDC ITALIA-GRECIA (GRITA 2)

NUOVO HVDC ITALIA-GRECIA (GRITA 2)						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
554-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		REGIONI INTERESSATE			ZONE DI MERCATO	
2021		Puglia			Sud/Grecia	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La zona Sud dell'Italia è caratterizzata da una rete particolarmente saturata e sollecitata da crescenti transiti di energia in presenza di forti immissioni di produzione rinnovabile e da gruppi di generazione convenzionali necessari al corretto funzionamento e stabilità del sistema elettrico. Al fine di traguardare gli obiettivi del PNIEC, garantire l'esercizio della rete in sicurezza e incrementare l'efficienza dei mercati e dei servizi, anche per mezzo della possibilità di abilitare nuove risorse attraverso il coupling del Mercato dei servizi, nei prossimi anni risulterà cruciale l'aumento della capacità di trasporto del Sud attraverso nuove interconnessioni con l'estero. Pertanto, la presenza dell'attuale collegamento HVDC Italia-Grecia, con aree d'impianto già disponibili ad accogliere un secondo collegamento, ha portato ad individuare come intervento di sviluppo efficiente il raddoppio dell'interconnessione (ulteriori 500 MW per un totale di 1000 MW in configurazione bipolare). In questo contesto, l'esistente collegamento HVDC tra Italia e Grecia (denominato "Grita" ed in tecnologia LCC da 500 MW) ha contribuito dal 2001 alla gestione in sicurezza dell'intera zona Sud, grazie alla possibilità di evacuare la potenza in eccesso verso l'Est Europa (Export) o di fornire adeguata copertura del carico e margini di riserva per la zona Sud (Import). Il nuovo collegamento garantirà di supportare con un'adeguata infrastruttura di rete la transizione energetica nonché la volontà di rafforzare il ruolo dell'Italia quale hub elettrico del Mediterraneo, anche in sinergia con le infrastrutture di rete esistenti e interventi di sviluppo futuri. Il nuovo HVDC affiancherà l'esistente attraverso l'inserimento di nuovi moduli di conversione presso le stazioni di Galatina ed Arachthos (entrambe appartenenti alla RTN e di proprietà Terna), prevedendo la posa di ulteriori cavi in CC e l'inserimento di conduttori aggiuntivi nel tratto aereo in Grecia. Da un punto di vista affidabilistico, inoltre, la presenza di due collegamenti indipendenti garantirà la continuità dello scambio tra Italia e Grecia anche in presenza di manutenzione ordinaria e in futuro potrà consentire il rinnovo dell'asset esistente senza annullare la capacità di scambio tra Italia e Grecia.						
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO		
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2023		2026		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
				Dipendenza da accordi con TSO greco IPTO².		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	202		2		2	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovo HVDC Italia - Grecia (500 MW)	Fase 1		2023	2026	2030	
Nuove Stazioni di Conversione Galatina/Arachthos	Fase 1		2023	2026	2030	

² Ad Aprile 2021 Terna e il TSO greco IPTO hanno firmato l'Agreement of Terms of Reference for a feasibility study of "New electricity interconnection project between Greece and Italy" finalizzato ad effettuare studi congiunti per la realizzazione del progetto



APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Il collegamento HVDC Italia-Grecia, in servizio dal 2001, è costituito da un solo cavo in corrente continua che interconnette le Stazioni di Conversione di Galatina (IT) e Arachthos (GR) entrambe di proprietà Terna.

Il collegamento è costituito da:

- tratto terrestre italiano in cavo (circa 43 km) di proprietà Terna;
- tratto sottomarino (163 km) di proprietà Terna;
- tratto terrestre greco aereo (110 km) di proprietà del TSO greco.

Da un punto di vista tecnologico l'HVDC Italia - Grecia è un collegamento in corrente continua LCC con tensione nominale ± 400 kV, in configurazione monopolare con elettrodi.

Il tratto terrestre realizzato in Grecia, costituito da una palificata doppia terna, è stato già predisposto per ospitare un eventuale secondo collegamento in modo da consentire una futura ulteriore connessione.

La pianificazione del rafforzamento dell'interconnessione della Grecia attraverso un secondo modulo da 500 MW (Grita 2) nasce principalmente con i seguenti obiettivi:

- garantire una maggiore integrazione della nuova generazione FER i cui target sono fissati dal PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima);
- incrementare l'affidabilità dell'attuale interconnessione tra Italia e Grecia costituita da un solo collegamento in servizio dai primi anni 2000 con la possibilità di effettuare manutenzione sul collegamento esistente senza compromettere lo scambio con la Grecia;
- armonizzare il funzionamento degli HVDC presenti e futuri sulla dorsale Adriatica (HVDC Adriatic Link, HVDC Monita), in termini di esercizio complementare e integrato, attraverso la mutua interazione dei diversi collegamenti in corrente continua;
- aumentare la capacità di trasporto verso la Grecia ed i paesi EU confinanti, con benefici in termini di efficienza dei mercati e di sharing della riserva;
- beneficiare della possibilità di maggiori scambi di energia con la Grecia, a vantaggio delle aree del Sud e del Centro Italia attraverso la rete AAT Pugliese;
- migliorare il contributo di regolazione reattiva (ai fini del controllo della tensione dei nodi della RTN) nella porzione di rete a cui afferisce il collegamento, in sostituzione ed integrazione dei gruppi di generazione termica locale. Ciò potrà essere perseguito grazie alla possibilità, ancora in fase di studio, di utilizzare nuove tecnologie di conversione.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

Il nuovo collegamento tra Italia e Grecia, in presenza del beneficio B1 positivo, permetterà di incrementare il Social Economic Welfare per via di un incremento complessivo di Producer, Consumer Surplus e Congestion Rents. Nel lungo termine il collegamento esprimerà a pieno le sue potenzialità, garantendo integrazione delle FER, maggiori benefici in termini di SEW e riduzione della CO₂, sfruttando generazione a minor impatto ambientale. Anche l'indicatore B7, relativo alla risoluzione di congestioni locali e MSD, è molto positivo già a partire dal 2030 ed esprime i benefici in termini di sharing della riserva e minori costi di accensione e movimentazioni di gruppi grazie alla presenza di ulteriore capacità di scambio con la Grecia.

I principali benefici riconducibili alla realizzazione del nuovo collegamento HVDC Grita 2 sono di seguito elencati:

- integrazione della generazione FER della Puglia ed in generale del Sud riducendo notevolmente l'overgeneration e decongestionando la frontiera Sud/Centro Sud;
- concorrenzialità dei mercati di energia elettrica, con benefici in termini di SEW (Social Economic Welfare) conseguentemente all'aumento del limite di scambio tra Italia e Grecia;
- sharing della riserva in MSD per mezzo del progetto TERRE (come avvenuto con il collegamento HVDC ALEgro tra Germania e Belgio) con ingenti risparmi nel Mercato dei Servizi del Dispacciamento, per mezzo di accordi bilaterali tra Italia e Grecia.

I21: Zone di mercato interessate

Le zone di mercato interessate sono: Sud/Grecia

Il nuovo collegamento consentirà di traggare una capacità di scambio addizionale di 500 MW tra Sud e Grecia, per un totale di 1000 MW complessivi.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO NT-IT 2030, NT-IT 2040

		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	825 M€	750 M€	675 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato PdS	488 M€	542 M€	596 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato anno di completamento	695 M€	772 M€	849 M€
Risultati		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PDS}	602 M€	712 M€	821 M€
	VAN_{COMPL}	856 M€	1013 M€	1169 M€
	IUS	2,0	2,3	2,7
		SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO BAU 2030, BAU 2040		
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	825 M€	750 M€	675 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato PdS	412 M€	458 M€	503 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato anno di completamento	586 M€	651 M€	716 M€
Risultati		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PDS}	194 M€	296 M€	397 M€
	VAN_{COMPL}	277 M€	412 M€	565 M€
	IUS	1,3	1,6	1,8

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione ecologica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

PREMIUM 554 – N NUOVO HVDC ITALIA-GRECIA (GRITA 2)

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	-5	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	-12	-218,28 GWh
B6	0	
B7n	37	
B7z	5	
B16	0	
B18	-14	-305 kton
B19	10	0,242 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	48	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	11	173,35 GWh
B6	0	
B7n	7	
B7z	67	
B16	0	
B18	15	314 kton
B19	-3	-0,07 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	9	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	-0,2	-4,28 GWh
B6	0	
B7n	1	
B7z	28	
B16	0	
B18	1	23 kton
B19	-2	-0,086 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

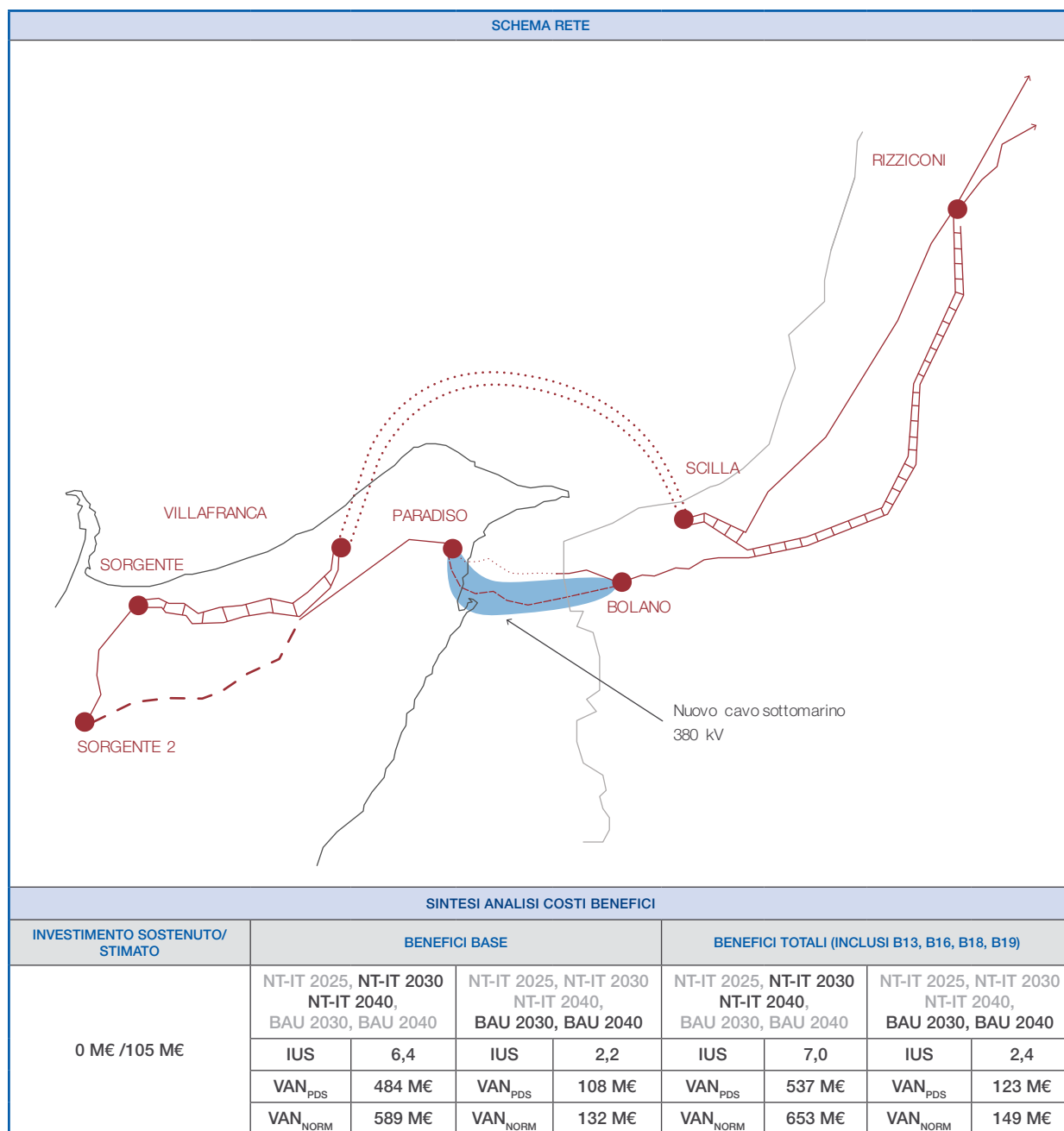
BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	19	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0,1	1,82 GWh
B6	0	
B7n	4	
B7z	48	
B16	0	
B18	19	580 kton
B19	-1	-0,058 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

B1 - SEW	B2a - Riduzione Perdite	B3a - Riduzione ENF	B4 - Costi evitati o differiti
B5b - Integrazione rinnovabili	B6 - Investimenti evitati	B7n - Costi evitati MSD Nodale	B7z - Costi evitati MSD Zonale
B16 - Opex Evitati o differiti	B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	

NUOVO COLEGAMENTO 380 kV BOLANO – PARADISO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
555-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Sicilia/Calabria		Sicilia/Calabria
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La rete Siciliana è caratterizzata da elevati transiti destinati ad incrementare ulteriormente in relazione alla presenza di nuova generazione FER nell'isola, la quale sarà scambiata con il Continente. Al fine di traguardare gli obiettivi del PNIEC, tenendo conto della probabile localizzazione di buona parte delle FER previsionali proprio in Sicilia, caratterizzata da elevata ventosità e irraggiamento solare, garantendo allo stesso tempo l'esercizio della rete in sicurezza ed un incremento dell'efficienza dei mercati e dei servizi, nei prossimi anni risulterà cruciale l'aumento della capacità di trasporto tra Sicilia e Calabria. Il nuovo elettrodotto 380 kV Bolano – Paradiso permetterà l'incremento della capacità di scambio tra zone di mercato progressivamente fino a 2000 MW garantendo l'esercizio in sicurezza a rete integra. Non si esclude la possibilità di incrementare il limite di scambio attraverso una fase intermedia tra 1500 e 2000 MW. Il nuovo cavo collegherà le stazioni di transizione aereo-cavo di Bolano e Paradiso e permetterà l'integrazione della nuova generazione FER prevista in Sicilia e al Sud Italia. Al contempo, la maggiore capacità di scambio tra Sicilia e Continente garantirà una maggiore efficienza del Mercato ed un minor costo del Mercato dei Servizi, migliorandone la concorrenzialità. Sia Sicilia che Calabria beneficeranno dell'incremento di capacità di scambio con le Zone di Mercato adiacenti, essendo entrambe regioni destinate a rafforzare il loro surplus energetico. Il nuovo cavo permetterà di incrementare l'affidabilità dell'attuale interconnessione tra Bolano e Paradiso, in servizio dai primi anni 80'. Inoltre, tale opera garantirà il migliore sfruttamento ed una maggiore integrazione degli interventi previsti in Sicilia (El. 380 kV Paternò – Priolo, Tyrrhenian Link, El. 380 kV Chiaramonte G. – Ciminna, HVDC Italia-Tunisia) ed analogamente in Calabria (El. 380 kV Laino – Altomonte). Sono previste opere propedeutiche che riguardano la rimozione di alcune limitazioni su elettrodotti presenti nella porzione di rete AT afferente di Sicilia e Calabria. Si prevede, infine, l'adeguamento delle trasformazioni presso la SE Sorgente.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2022		2024			2026	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
509-P (Riassetto rete nord Calabria) 602-P (Elettrodotto 380 kV Chiaramonte – Gulfi – Ciminna) 603-P (Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo) 723-P (HVDC Continente-Sicilia-Sardegna)						
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]
Realizzazione		9		2		2
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovo cavo 380 kV Bolano-Paradiso	Fase 1		2022	2024	2026	L'intervento è in fase di studio di fattibilità e revisione progettuale al fine di proporre soluzioni che, assicurando la confermata esigenza di efficientamento della rete elettrica di trasmissione, tenga conto del contesto territoriale e delle relative peculiarità ambientali
Adeguamento ATR SE Sorgente	Fase 1		2022	2024	2026	
Rimozione limitazioni elettrodotti lato Sicilia	Fase 1		2022	2024	2026	
Rimozione limitazioni elettrodotti lato Calabria	Fase 1		2022	2024	2026	



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	1	21,87 GWh
B6	0	
B7n	0	
B7z	27	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	16	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	12	207,77 GWh
B6	0	
B7n	0,2	
B7z	29	
B16	0	
B18	6	79 kton
B19	1	0,025 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	1	15,3 GWh
B6	0	
B7n	0,4	
B7z	4	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

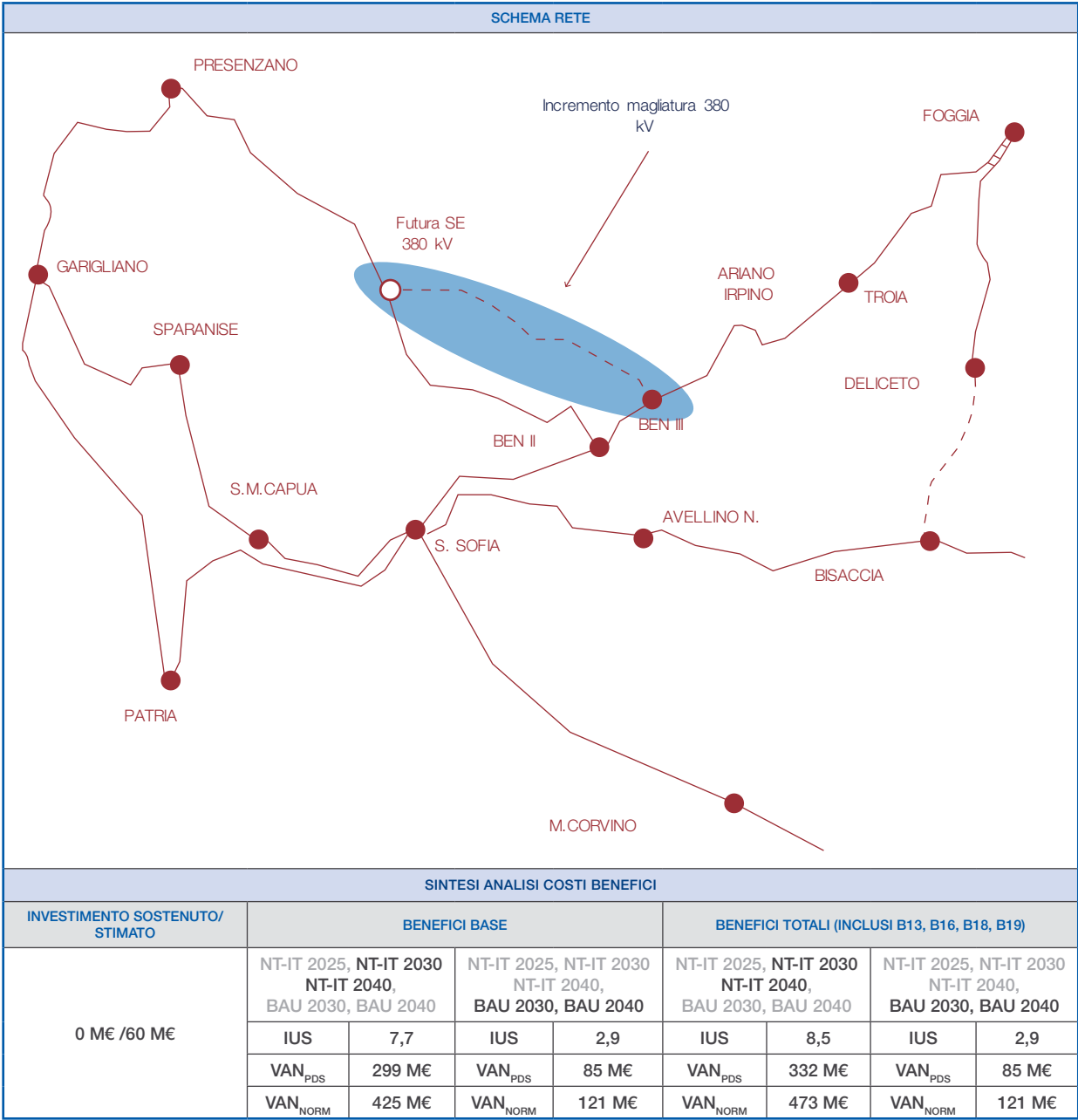
BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	3	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	11	164,32 GWh
B6	0	
B7n	1	
B7z	10	
B16	0	
B18	2	15 kton
B19	0,3	0,008 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

B1 - SEW	B2a - Riduzione Perdite	B3a - Riduzione ENF	B4 - Costi evitati o differiti
B5b - Integrazione rinnovabili	B6 - Investimenti evitati	B7n - Costi evitati MSD Nodale	B7z - Costi evitati MSD Zonale
B16 - Opex Evitati o differiti	B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	

ELETTRODOTTO 380 kV AREA NORD BENEVENTO							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
553-N							
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2021				Campania		Centro Sud	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
L'area di Benevento, compresa tra gli elettrodotto 380 kV Foggia-Benevento II e Laino-S. Sofia, è caratterizzata da ingenti transiti, destinati a incrementare ulteriormente per la presenza di nuova generazione FER nel Sud, la quale sarà trasportata verso le aree di carico del Centro. Al fine di traghutare gli obiettivi del PNIEC, tenendo conto della probabile localizzazione di buona parte delle FER previsionali proprio nelle regioni del Sud, e garantire allo stesso tempo l'esercizio della rete in sicurezza e un incremento dell'efficienza dei mercati e dei servizi, nei prossimi anni risulterà cruciale l'aumento della capacità di trasporto dal Sud verso le aree di carico del Nord (incremento capacità di scambio Sud/Centro Sud). A tal proposito è previsto un nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE di Benevento III e una nuova SE 380 kV sull'elettrodotto Benevento II – Presenzano che, incrementando la magliatura di rete tra Sud e Centro Sud, costituirà una via alternativa al deflusso dell'energia da fonti rinnovabili tra l'area di Benevento e l'area della SE Presenzano. Infatti, la porzione di rete Benevento II e Benevento III è costituita da un solo elettrodotto 380 kV interessato da transiti considerevoli provenienti dall'area di Foggia e dalla Basilicata. Inoltre, tale intervento di sviluppo è complementare ed opererà in sinergia con gli altri previsti nell'area, ovvero gli elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino e Montecorvino – Benevento, necessari per incrementare il limite di scambio tra Sud e Centro Sud in sicurezza. Laddove presenti, saranno opportunamente rimossi elementi limitanti. Gli impianti FER previsti nell'area Sud beneficeranno della presenza del nuovo elettrodotto che consentirà una riduzione delle congestioni di rete locale dovuto al surplus di energia da fonti FER, con conseguenti risparmi per il mercato dei servizi del Dispacciamento.							
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI				COMPLETAMENTO	
2024		2027				2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI			
Intervento 546-P (El. 380 kV Aliano – Montecorvino) Intervento 506-P (El. 380 kV Montecorvino – Benevento)							
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione		42		25		1	
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA		STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
		PDS '21	PDS '20				
Nuovo el. 380 kV Benevento III – Nuova SE 380 kV		Fase 1		2024	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE							
NOME OPERA		STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
		PDS '21	PDS '20				
Rimozione elementi limitanti		Fase 1		2024	2027	2030	



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	2	40,23 GWh	2
B6	0		
B7n	1		1
B7z	5		5
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	12		12
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	20	307 GWh	20
B6	0		
B7n	2		2
B7z	5		5
B16	0		
B18	4	53,26 kton	4
B19	-0,2	-0,00389 kton	-0,2

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0,4	6,35 GWh	0,4
B6	0		
B7n	0,4		0,4
B7z	0,1		0,1
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	8	116,81 GWh	8
B6	0		
B7n	10		10
B7z	-2		-2
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

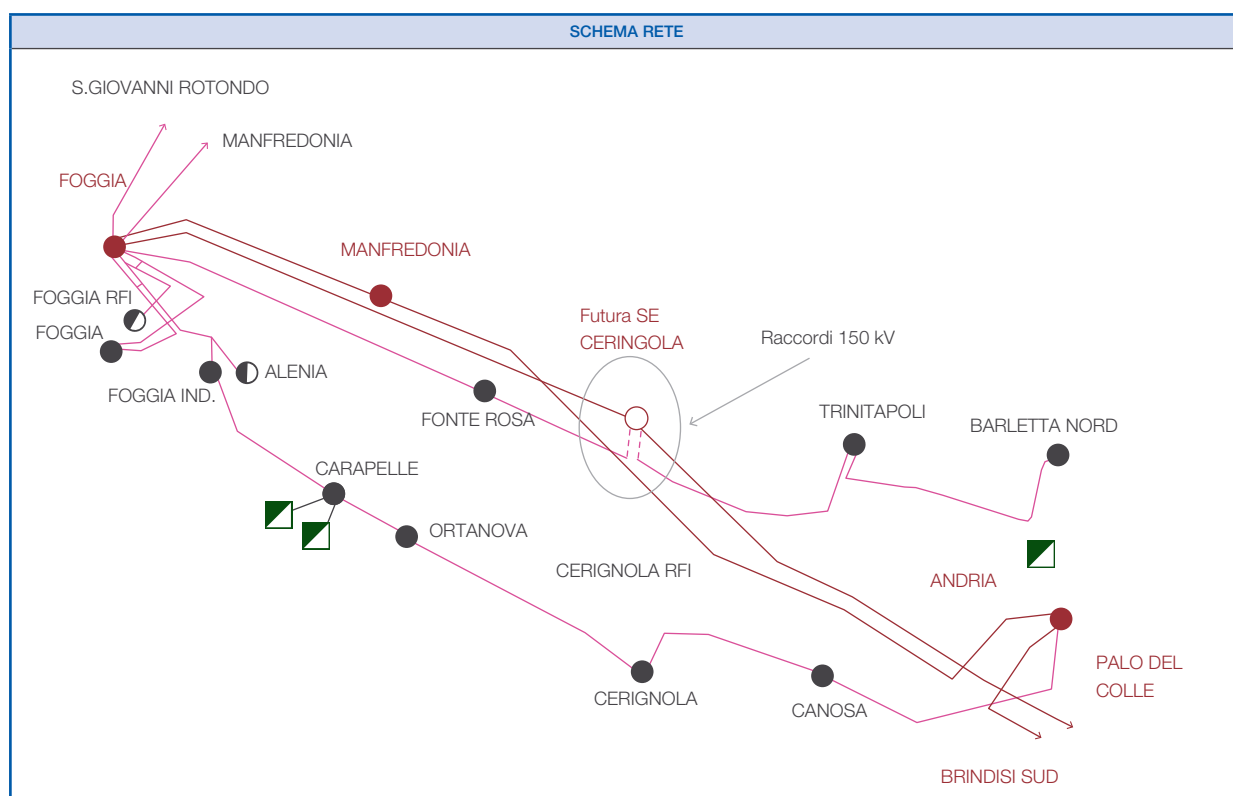
B1 - SEW
B5b - Integrazione rinnovabili
B16 - Opex Evitati o differiti

B2a - Riduzione Perdite
B6 - Investimenti evitati
B18 - Riduzione CO₂

B3a - Riduzione ENF
B7n - Costi evitati MSD Nodale
B19 - Rid. NOx, SOx, PM

B4 - Costi evitati o differiti
B7z - Costi evitati MSD Zonale

RACCORDI 150 kV ALLA SE CERIGNOLA 380/150 kV						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
556-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Puglia	Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
I nuovi raccordi 150 kV hanno l'obiettivo di collegare la nuova SE 380/150 kV Cerignola, prevista in ambito Connessione, alla rete locale 150 kV per convogliare sulla rete AAT la produzione locale FER già prevista e previsionale. La nuova SE sarà raccordata in e-e sull'elettrodotto 150 kV Trinitapoli-Fonte Rosa e garantirà altre vie di raccolta per la generazione locale, prevenendo il rischio sovraccarichi e migliorando la qualità del servizio. Inoltre, è previsto l'incremento di capacità di trasformazione presso la SE, al fine di garantire l'integrazione della potenza FER prevista nell'area.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2025		2028		2031		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione	0.1					
Dismissione	0.1					
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovi raccordi 150 kV SE Cerignola	Fase 1		2025	2028	2031	
Incremento capacità di trasformazione SE Cerignola 380/150 kV	Fase 1		2025	2028	2031	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ /8 M€						



RACCORDI 380 kV ALLA SE MANFREDONIA 380 kV						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
557-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Puglia		Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO						
L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di raccordi a 380 kV della SE di Manfredonia in entra – esce all'elettrodotto 380 kV Foggia – Cerignola al fine di ottenere una migliore flessibilità d'esercizio in un'area interessata dal trasporto di consistente produzione da fonte rinnovabile e prevista in aumento in vista delle numerose richieste di connessione di impianti FER nell'area.						
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO		
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza 2.0	
				Integrazione RFI	Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2028			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]	I24 [KM]	
Realizzazione	1					
Dismissione	1					
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovi raccordi 380 kV SE Manfredonia	Fase 1		2023	2028	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 2 M€						

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione ecologica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

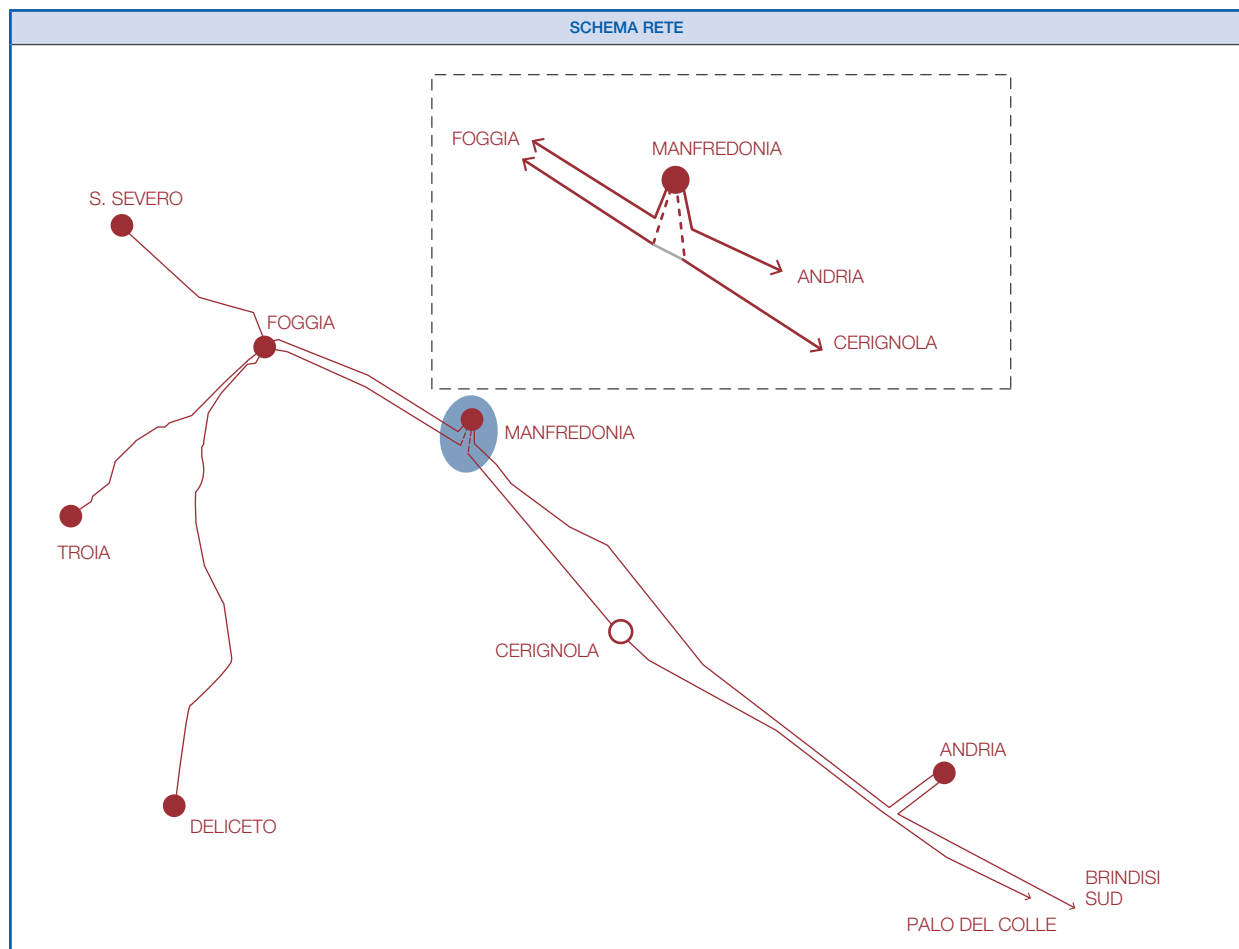
Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema



SE MELFI 380/150 kV E RACCORDI 150 kV						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
558-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Basilicata		Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO						
L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di nuovi raccordi 150 kV degli elettrodotti 150 kV Melfi-Venosa e la CP di Melfi Ind. alla SE 380 kV di Melfi al fine di convogliare sulla rete AAT la produzione locale FER attuale e previsionale. Tale intervento permette di superare le attuali congestioni sulla rete AT, previste in aumento in vista delle numerose richieste di connessione di impianti FER nell'area interessata. Inoltre, in relazione al notevole aumento dell'impegno delle trasformazioni presenti attualmente nella stazione 380/150 kV di Melfi, dovuto a un contesto di incremento della generazione da fonte rinnovabile prevista nell'area, è previsto l'adeguamento delle attuali macchine presenti in stazione.						
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO		
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2028			2035	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	9					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovi raccordi 150 kV SE Melfi 380/150 kV	Fase 1		2023	2028	2031	
Adeguamento della capacità di trasformazione della SE 380/150 kV di Melfi	Fase 1		2028	2031	2035	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 9 M€						

INCREMENTO MAGLIATURA 150 kV DORSALE FERROVIARIA AV ROMA - NAPOLI						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		
559-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		
2021				Lazio, Campania		
				ZONE DI MERCATO		
				Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di assicurare un miglior servizio ferroviario tra le regioni Campania e Lazio, l'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di nuovi raccordi 150 kV alle SE 380 kV di Roma Est e S. Maria Capua Vetere. Nella regione Lazio è prevista la realizzazione di un breve collegamento in cavo 150 kV tra la SE 380 kV di Roma Est e la SSE di Gallicano come riserva di alimentazione all'attuale collegamento Roma Est – Gallicano RT. Nella regione Campania è prevista la realizzazione di due nuovi raccordi in cavo 150 kV alla SE S. Maria Capua Vetere realizzando i collegamenti Vairano RT – S. Maria Capua Vetere e Marcianise TAV – S. Maria Capua Vetere (quest'ultimo collegamento come riserva di alimentazione all'attuale collegamento S. Maria Capua Vetere – Marcianise TAV).						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2023		2028		2031		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		
Realizzazione		1				
Dismissione		0.2				
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Collegamenti in cavo 150 kV Vairano RT – S. Maria Capua Vetere e Marcianise TAV – S. Maria Capua Vetere	Fase 1		2023	2028	2031	
Collegamento in cavo 150 kV Roma Est – Gallicano RT	Fase 1		2023	2028	2031	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 2 M€						

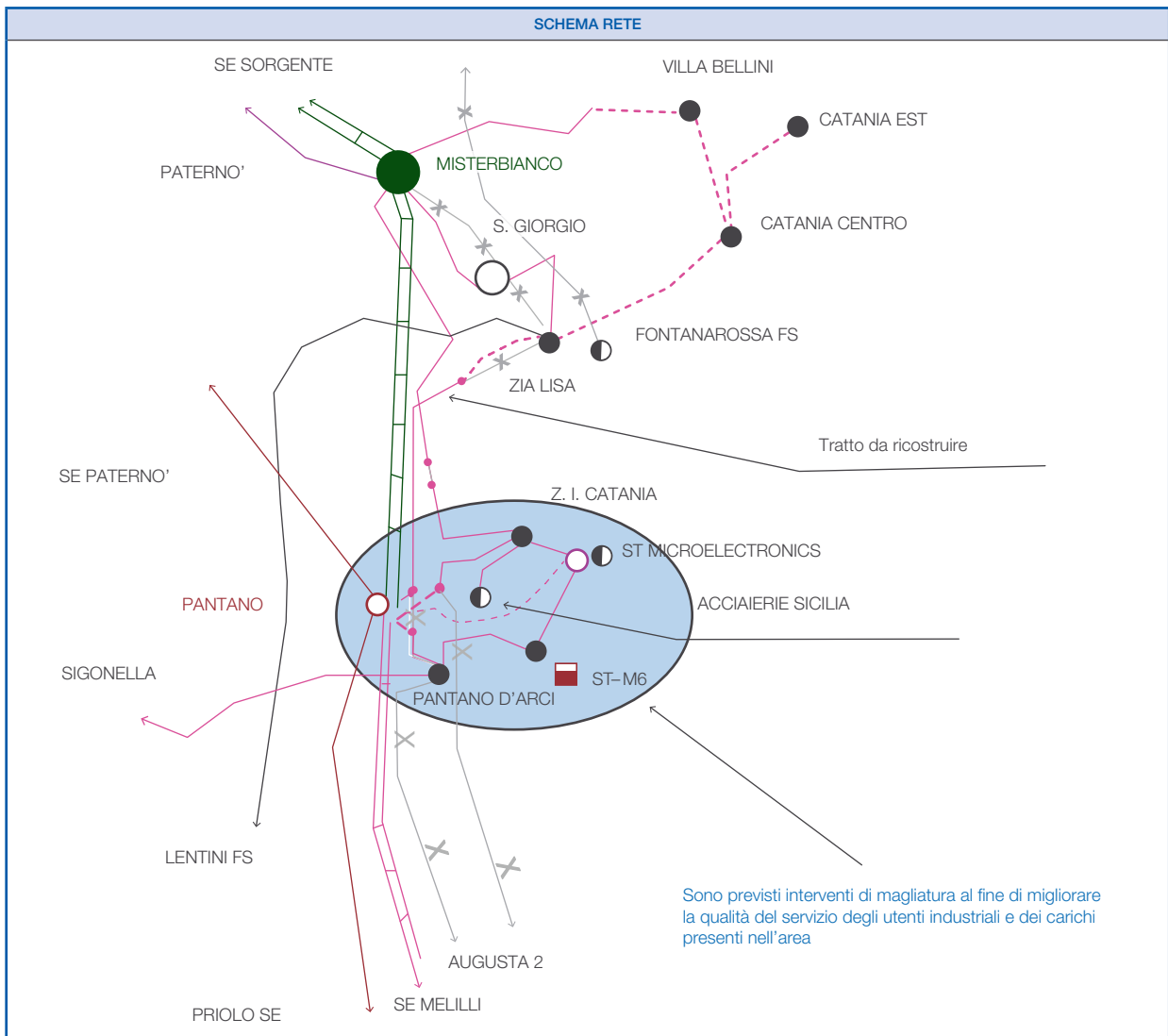
SE 380/150 kV FOGGIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
560-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2021			Puglia		Sud	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
In relazione al notevole aumento dell'impegno delle trasformazioni presenti attualmente nella stazione 380/150 kV di Foggia, dovuto a un contesto di incremento della generazione da fonte rinnovabile prevista nell'area, è previsto l'adeguamento delle attuali macchine presenti in stazione.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2028			2031	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Adeguamento della capacità di trasformazione della SE 380/150 kV di Foggia	Fase 1		2023	2028	2031	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 4 M€						

SE 380/150 kV TROIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		
561-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		
2021				Puglia		
				ZONE DI MERCATO		
				Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
In relazione al notevole aumento dell’impegno delle trasformazioni presenti attualmente nella stazione 380/150 kV di Troia, dovuto a un contesto di incremento della generazione da fonte rinnovabile prevista nell’area, è previsto l’adeguamento della capacità di trasformazione esistente.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2023		2028		2031		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Incremento della capacità di trasformazione della SE 380/150 kV di Troia	Fase 1		2023	2028	2031	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 4 M€						

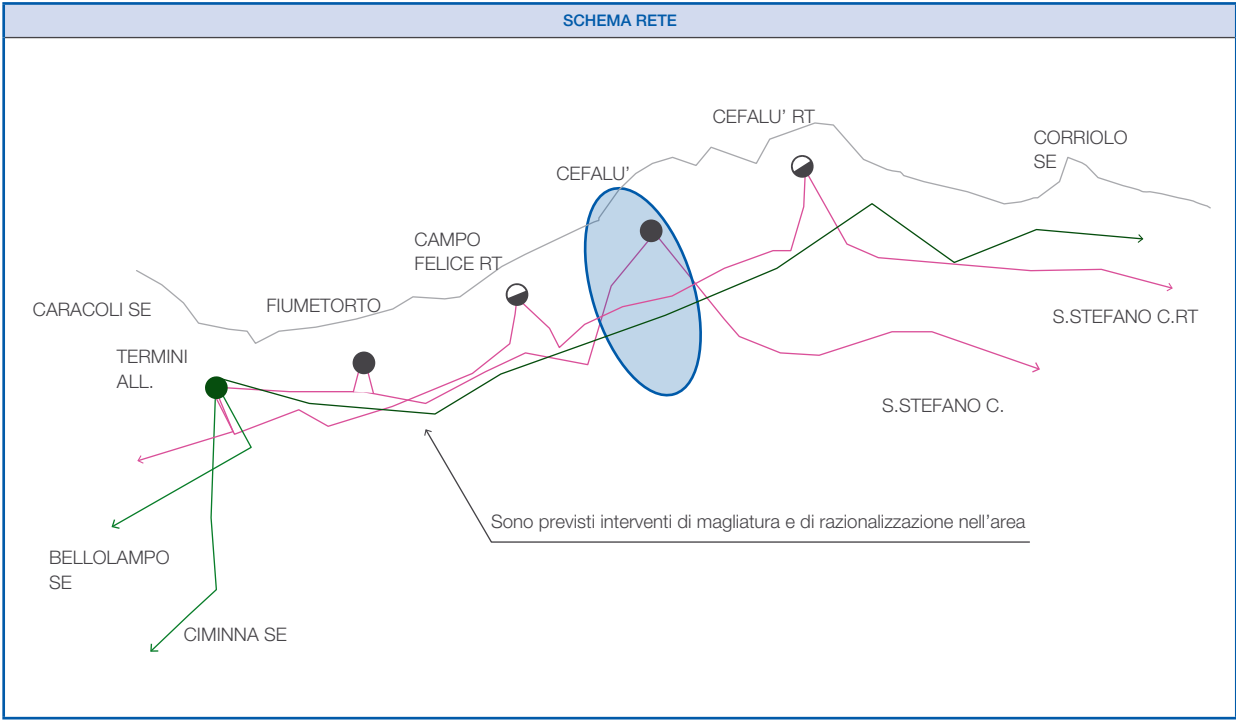
SE 380/150 kV ANDRIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
562-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2021			Puglia		Sud	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
In relazione al notevole aumento dell'impegno delle trasformazioni presenti attualmente nella stazione 380/150 kV di Andria, dovuto a un contesto di incremento della generazione da fonte rinnovabile prevista nell'area, è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione esistente.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2028			2031	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLE- TAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Incremento della capacità di trasformazione della SE 380/150 kV di Andria	Fase 1		2023	2028	2031	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 4 M€						

5.1.7 Area Sicilia

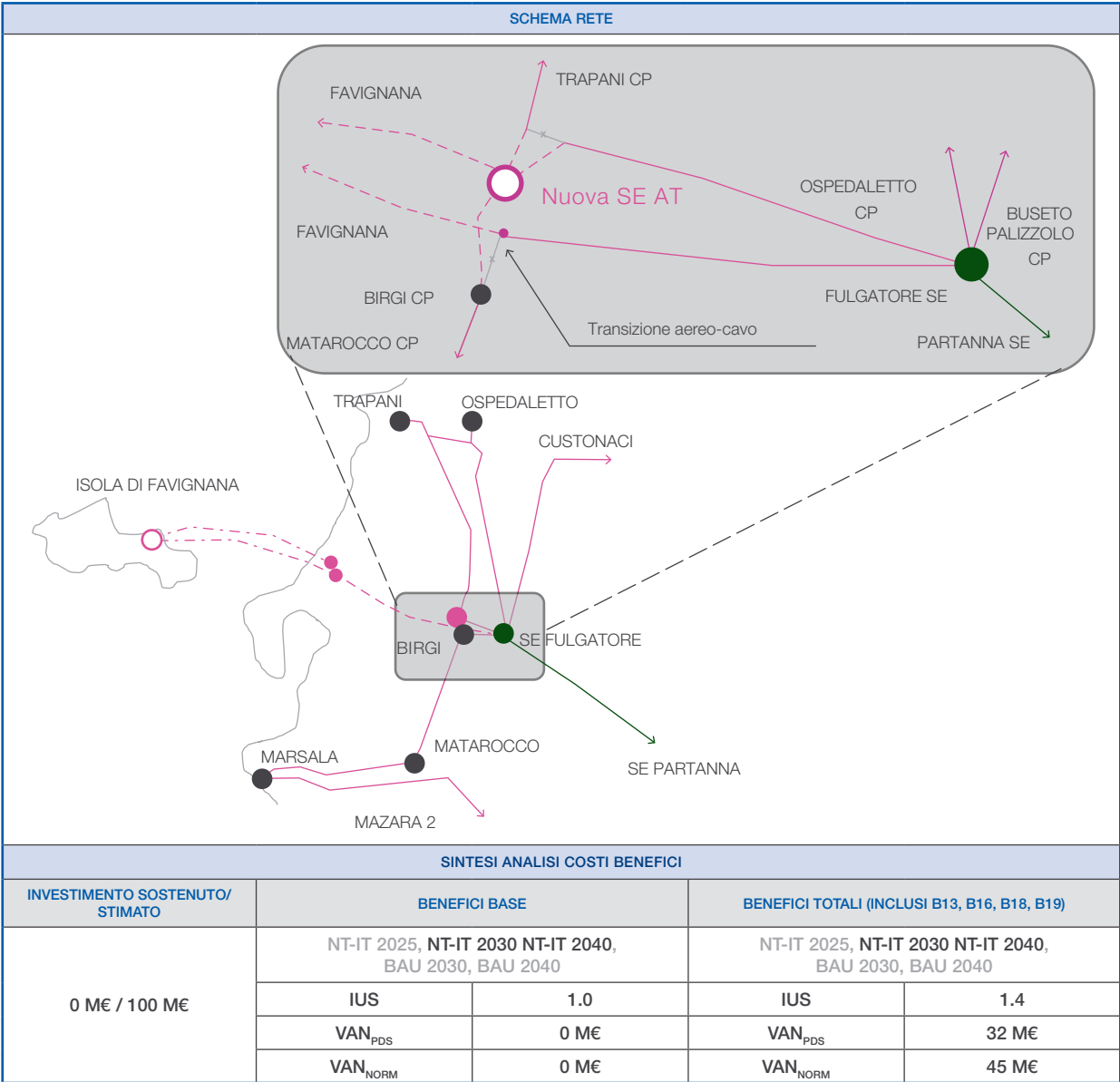
INTERVENTI DI MAGLIATURA NELLA ZONA INDUSTRIALE DI CATANIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
628-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Sicilia	Sicilia		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Nell'area di Catania è previsto uno sviluppo della rete mirato all'incremento della magliatura e contestuale razionalizzazione delle infrastrutture presenti sul territorio. Nella medesima porzione di rete sono inoltre presenti carichi industriali particolarmente sensibili alla fenomenologia dei buchi di tensione/microinterruzioni). A tal fine, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la nuova stazione di Pantano 380/220/150 kV e l'area industriale di Catania, sfruttando laddove possibile l'utilizzo di infrastrutture presenti e/o di prossima realizzazione nell'area. L'intervento favorirà l'incremento della qualità del servizio degli utenti connessi in AT, riducendo al contempo il rischio di Energia non Fornita (ENF) e limitando microinterruzioni che potrebbero interessare i carichi presenti nell'area della zona industriale di Catania.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2023	2027		2030			
IMPATTI TERRITORIALI						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
(603-P) El. 380 kV Paternò-Pantano-Priolo 1489 CRT						
IMPATTI SIGNIFICATIVI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione	6		0.2			
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovo El. 150 kV SE Pantano - Area industriale Catania	Fase 1		2023	2027	2030	
Realizzazione stalli 150 kV in SE afferenti	Fase 1		2023	2027	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 8 M€						



RAZIONALIZZAZIONE AREA DI CEFALÙ						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
629-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Sicilia	Sicilia		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
L'intervento consentirà di superare la rete ex RFI 150 kV sul versante tirrenico siciliano, al fine di migliorare l'affidabilità del servizio elettrico attraverso l'ottimizzazione e lo sfruttamento dei corridoi elettrici, portando alla minimizzazione dell'impatto sul territorio in un'area con spiccata vocazione turistica. La direttrice elettrica in esame, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN. La soluzione di sviluppo individuata è caratterizzata da semplici e immediati interventi, ma al tempo stesso consente di ottenere notevoli benefici in termini di incremento dell'affidabilità del servizio elettrico e in termini di riduzione degli impatti territoriali. La soluzione, infatti, consentirà di incrementare la magliatura di rete e di dismettere – nel rispetto delle condizioni di sicurezza della RTN - le infrastrutture non più necessarie. Si prevede un intervento di razionalizzazione che consentirà la demolizione dei tratti di elettrodotto afferenti all'impianto Cefalù RT, previo bypass con il vicino elettrodotto 150 kV CP Cefalù' - CP S.Stefano C. Le demolizioni succitate potranno subire variazioni in funzione di iniziative di sviluppo in corso in capo a terzi, che ricadono nella medesima porzione di rete. Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove necessario, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset lungo la direttrice SE Caracoli- CP S.Stefano.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2023	2027		2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
589 CRT						
IMPATTI SIGNIFICATIVI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione	0.2			0.2		
Dismissione	0.4			0.4		
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovi raccordi 150 kV area di Campo Felice RT	Fase 1		2023	2027	2030	
Rimozione limitazioni direttrice	Fase 1		2023	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione associata	Fase 1		2023	2027	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 5 M€						



INTERCONNESSIONE ISOLA DI FAVIGNANA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP	
630-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO	
2021				Sicilia	Sicilia	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Attualmente l'isola di Favignana risulta alimentata esclusivamente da gruppi a gasolio, non disponendo di alimentazione dalla rete del continente. Si rileva pertanto la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio mediante la realizzazione di nuovi collegamenti in Alta Tensione attraverso l'utilizzo di cavi marini tra Favignana e la RTN siciliana. L'intervento consentirà notevoli benefici per la collettività, sia ambientali, legati alla maggiore approvvigionamento di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sia economici, grazie al nuovo collegamento che permetterà all'isola di Favignana di entrare a far parte a tutti gli effetti della rete elettrica nazionale, con risparmi per la collettività stessa e il sistema elettrico. Contestualmente, è prevista la realizzazione di una nuova stazione RTN sull'isola di Favignana, a cui attestare la nuova interconnessione e la rete di distribuzione locale. Per minimizzare le dimensioni della stazione elettrica, presso la quale sarà inoltre realizzata la trasformazione AT/MT, si adotterà una soluzione compatta. Tale SE sarà interconnessa alla Sicilia mediante due collegamenti AT che verranno attestati in prossimità dell'esistente SE Fulgatore e presso una nuova SE nell'area del trapanese. La soluzione impiantistica dovrà tenere in considerazione la necessità di una compensazione reattiva propedeutica per il corretto funzionamento del collegamento di interconnessione con l'isola. L'interconnessione dell'isola di Favignana garantirà notevoli benefici per il sistema elettrico, in termini di: • incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico; • incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita; • maggiore integrazione della produzione da fonte rinnovabile sull'isola. • maggiore economicità del servizio di fornitura dell'energia elettrica, attraverso la partecipazione al mercato elettrico, in luogo dell'attuale remunerazione ad hoc prevista per le isole minori non interconnesse • sensibile riduzione delle emissioni inquinanti. La soluzione proposta consentirebbe inoltre di valutare successivamente l'eventuale interconnessione delle isole di Levanzo e Marettimo.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2023		2028		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI SIGNIFICATIVI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	43		11			
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovi collegamenti AT con Favignana	Fase 1		2023	2028	2030	
Nuova SE AT Favignana	Fase 1		2023	2028	2030	
Nuova SE 150 kV area Birgi	Fase 1		2023	2028	2030	
Adeguamento SE Fulgatore	Fase 1		2023	2028	2030	



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	1	0,013 GWh	1	
B4	6		6	
B5b	0,01	0,2482 GWh	0,01	
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	1		1	
B19	2		2	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	1	0,0145 GWh	1	
B4	6		6	
B5b	0,06	1,0547 GWh	0,06	
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	2		2	
B19	2		2	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

■ B1 - SEW
■ B5b - Integrazione rinnovabili
■ B16 - Opex Evitati o differiti

■ B2a - Riduzione Perdite
■ B6 - Investimenti evitati
■ B18 - Riduzione CO₂

■ B3a - Riduzione ENF
■ B7n - Costi evitati MSD Nodale
■ B19 - Rid. NOx, SOx, PM

■ B4 - Costi evitati o differiti
■ B7z - Costi evitati MSD Zonale

INCREMENTO MAGLIATURA 150 kV AREA DI TRAPANI						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
632-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2021				Sicilia		Sicilia
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La città di Trapani è servita da una sola Cabina Primaria che risulta alimentata da due linee provenienti rispettivamente da SE Fulgatore e CP Ospedaletto, che per il tratto finale confluiscono in una doppia terna. Questo tipo di connessione, oltre che generare un rischio considerevole per il disservizio simultaneo che porterebbe alla disalimentazione di CP Trapani, porta con sé evidenti limiti in caso di manutenzione dei circuiti che costituiscono l'elettrodotto afferente alla CP di Trapani. Nasce dunque la necessità di garantire un secondo circuito indipendente fornendo alla Cabina Primaria un'ulteriore via di alimentazione al fine di migliorare l'affidabilità, la qualità e la sicurezza del servizio di alimentazione dell'area di Trapani. In particolare, si prevede un nuovo raccordo tra la futura CP Trapani Saline e l'esistente CP Trapani. Si prevede inoltre, la rimozione di elementi limitanti lungo le linee afferenti CP Trapani, laddove presenti. Intervento apporterà inoltre vantaggi in termini di integrazione della produzione da fonti rinnovabili prevista nell'area.						
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO		
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2024		2028			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
IMPATTI SIGNIFICATIVI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	0.4					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	22		1		1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovo raccordo 150 kV CP Trapani Saline-CP Trapani	Fase 1		2024	2028	2030	
Rimozione elementi limitanti elettrodotti afferenti CP Trapani	Fase 1		2024	2028	2030	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 8 M€						

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione ecologica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

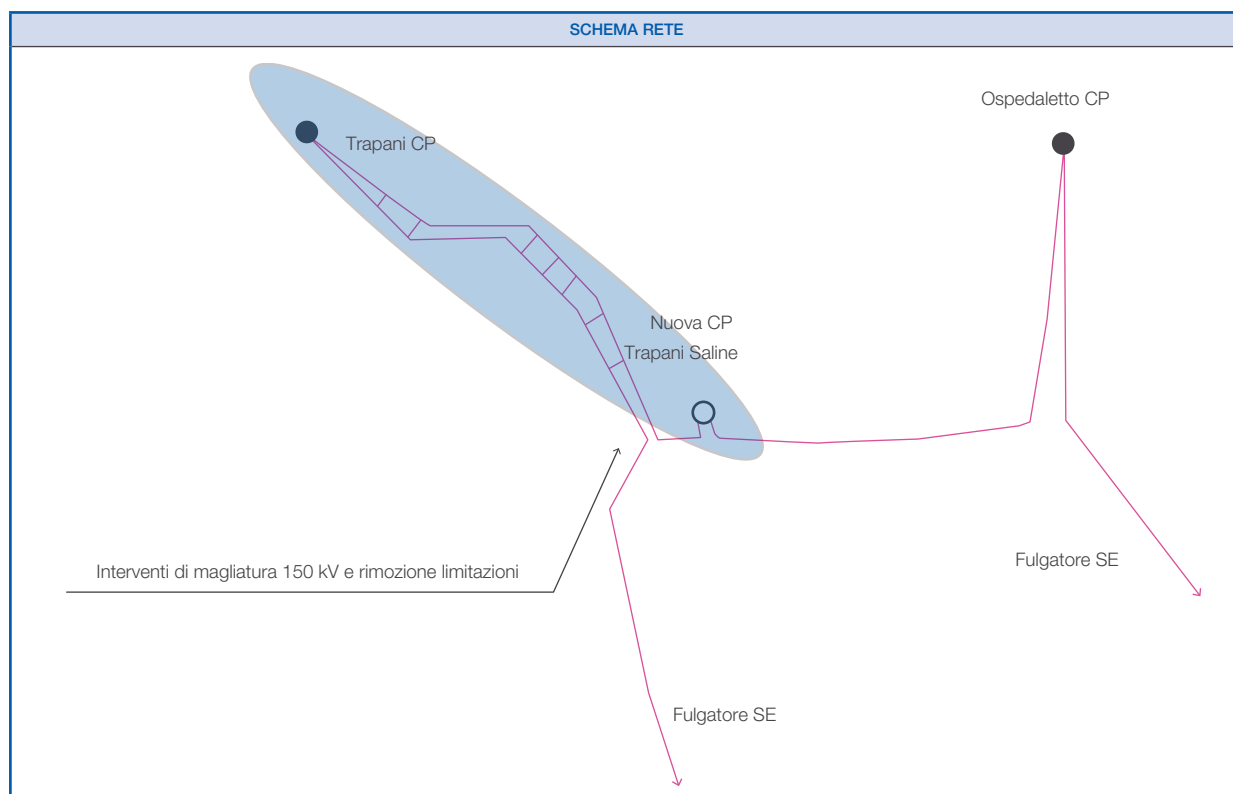
Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

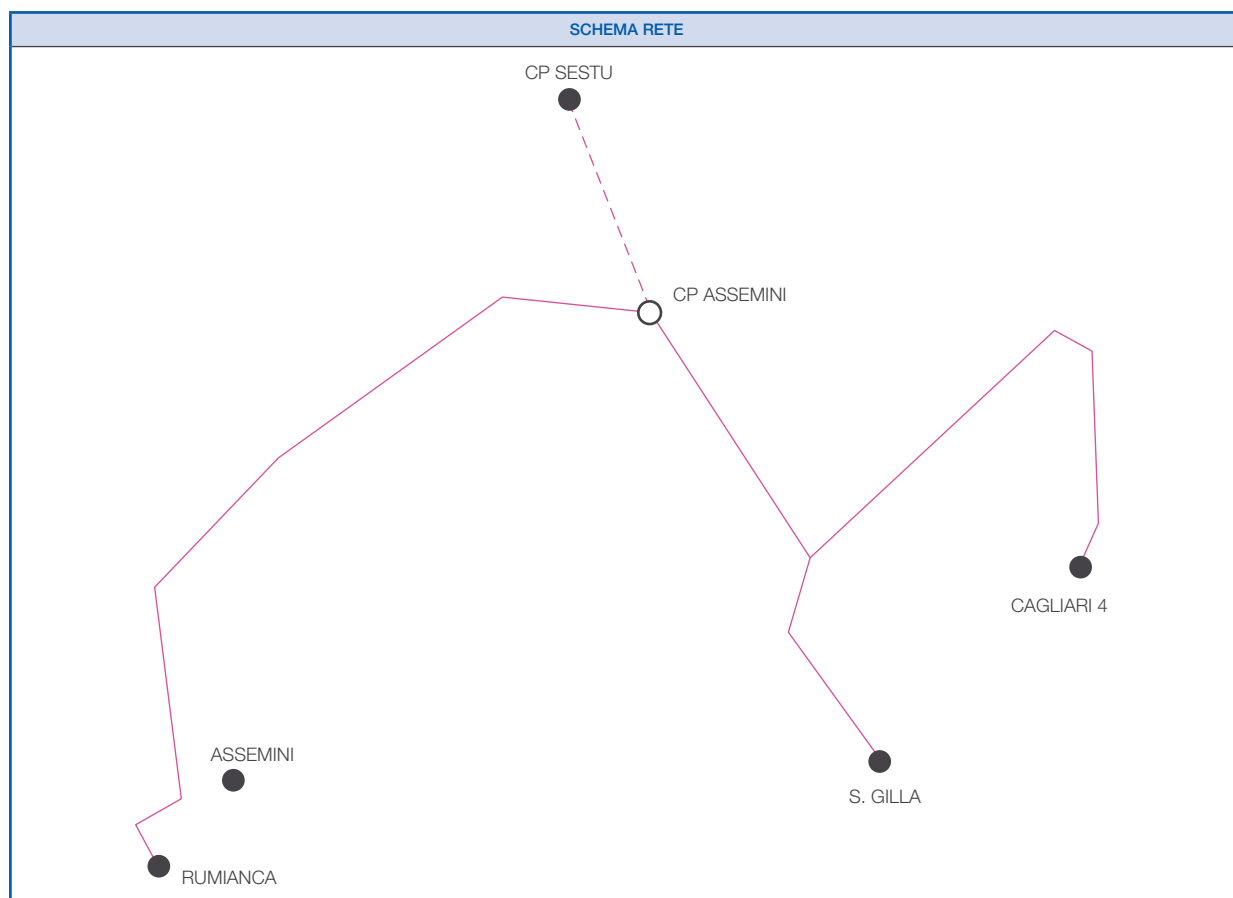
6

Benefici per il sistema



5.1.8 Area Sardegna

RIASSETTO RETE AREA RUMIANCA/S.GILLA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
731-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2021			Sardegna	Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
A causa della limitata capacità di esportazione della produzione rinnovabile e dell'elevato numero di richieste di connessione che insistono in questa porzione di rete, si rileva la necessità di realizzare un riassetto rete per aumentare la capacità di trasporto nell'area di Rumianca, mediante il potenziamento dei collegamenti a 150 kV Rumianca-S.Gilla, Cagliari 4 - S.Gilla. A valle della connessione della nuova CP Assemini in E-E su linea 150 kV Rumianca-S.Gilla, verrà realizzato un collegamento dalla futura CP Assemini alla CP Sestu mediante l'utilizzo di asset esistenti. Tale intervento costituisce un miglioramento della magliatura a sicurezza della continuità del servizio.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2022	2025			2027		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	5					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Potenziamento collegamento 150 kV Rumianca-S.Gilla	Fase 1		2022	2025	2027	
Potenziamento collegamento 150 kV Cagliari 4-S.Gilla	Fase 1		2022	2025	2027	
Raccordo 150 kV fra CP Assemini e CP Sestu	Fase 1		2022	2025	2027	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO						
0 M€ / 13 M€						



Gli investimenti del Piano di Sviluppo 2021, che prevede interventi per oltre 18 miliardi di euro nel prossimo decennio, comporteranno una sempre maggiore adeguatezza ed efficienza del sistema elettrico e numerosi benefici per il sistema paese.

Tra questi, una maggiore capacità di scambio complessiva con l'estero, l'incremento dei limiti di transito tra zone di mercato e una diminuzione delle perdite di rete, oltre a una conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.



+6.000 MW ca

MAGGIORE CAPACITÀ COMPLESSIVA
CON L'ESTERO AL 2030



OLTRE 5 milioni

DI TONNELLATE ALL'ANNO DI RIDUZIONE
DI EMISSIONI DI CO₂ AL 2030

6.1	I benefici per il sistema	347
6.2	Scambi energetici nel medio e lungo termine	349
6.3	Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	356
6.4	Riduzione delle congestioni interzonal	358
6.5	Incremento adeguatezza del Sistema Elettrico	360
6.6	Riduzione Emissioni CO ₂	362
6.7	Sostenibilità Sistemica	363

6

Benefici per il sistema

I benefici per il sistema 6.1

Nel presente capitolo sono riportati i principali benefici attesi dagli interventi di sviluppo previsti nel PdS 21 e nei Piani precedenti, valutati in base al beneficio differenziale legato alla presenza o meno degli interventi programmati: scenario with e scenario without.

Come descritto nei successivi paragrafi, i risultati attesi sono in linea con gli obiettivi della Concessione richiamati nel Capitolo 1 del presente documento, e con i principali obiettivi definiti nell'ambito del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima:

- Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero;
- Riduzione delle congestioni interzonali;
- Incremento adeguatezza rete;
- Riduzione dei vincoli alla produzione da FER;
- Riduzione delle emissioni di CO₂.

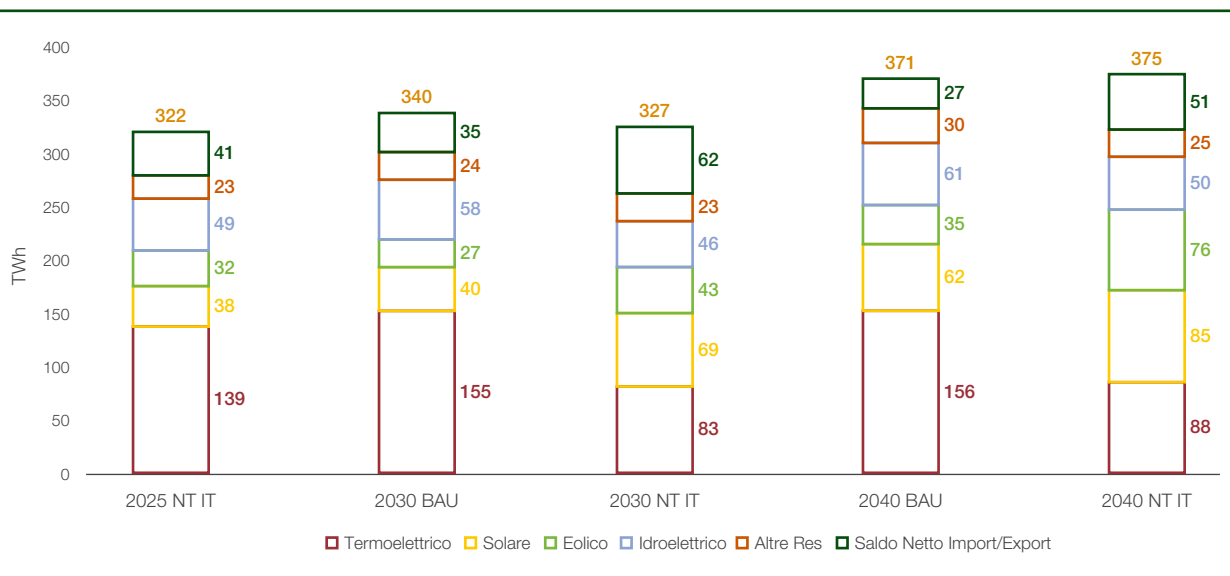


Scambi energetici nel medio e lungo termine

Attraverso l'esecuzione di simulazioni del Mercato del Giorno Prima con il software PROMEDGRID (vedi Paragrafo 4.1), sono stati valutati i possibili assetti di generazione delle varie fonti attese, i flussi di energia, le ore di congestione e i prezzi dell'energia elettrica previsti nei diversi scenari e anni orizzonte di Piano, con l'obiettivo di verificare che l'insieme degli interventi di sviluppo assicuri il più possibile l'utilizzo di energia elettrica più economica e verde, nonché il corretto e sicuro funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale. Il fabbisogno di energia elettrica richiesto a livello nazionale può essere soddisfatto da fonte termoelettrica (principalmente gas), dall'Import e dalla produzione RES. Il contributo di quest'ultima risulta essere considerevolmente crescente dal 2025 al 2040, grazie all'incremento di capacità installata RES prevista nei diversi scenari. La spinta verso l'energia verde viene confermata anche dall'adozione di un prezzo crescente dei diritti di emissione di CO₂ (vedi Capitolo 3) che conduce a una maggiore penalizzazione della produzione termoelettrica più emissiva.

A tal fine, per poter condurre Analisi Costi Benefici degli interventi di sviluppo, sono stati costruiti modelli allineati a quelli del Documento di Descrizione degli Scenari, come evidenziato nel Capitolo 3, con l'introduzione di maggiori dettagli relativi agli aspetti di rete e prendendo a riferimento l'anno climatico 1984, così come previsto dal processo europeo di ENTSO-e.

La rete elettrica è stata rappresentata attraverso zone di mercato interconnesse, in linea con la struttura zonale attesa. Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonali, invece, si evidenzia che le simulazioni sono basate su scenari previsionali di lungo termine e, pertanto, per loro natura sono affette da incertezze legate ai vari parametri che caratterizzano la formazione dei prezzi indicati nelle figure ai paragrafi 6.2.1 e 6.2.2: gli esiti delle simulazioni possono quindi fornire utili indicazioni sui trend previsionali, in termini differenziali più che in termini assoluti.

FIGURA 1 *Mix produttivo di generazione*

Nella *Figura 1* è stato rappresentato il mix produttivo di generazione che soddisfa l'energia netta richiesta dalla rete. In particolare, il termoelettrico include la produzione da fonte fossile, mentre la categoria idroelettrico tiene conto sia della produzione che del consumo dei pompaggi. Con riferimento alla generazione solare si considera sia la produzione da impianti fotovoltaici che da solare termodinamico. Analogamente la generazione eolica include quella prodotta da impianti on-shore e off-shore.

All'anno orizzonte 2025 scenario NT IT l'energia richiesta dalla rete viene assicurata per circa il 43% da fonte fossile e 44% da RES con un contributo di solare pari a 38 TWh ed eolico pari a 32 TWh; il contributo dell'import risulta essere pari al 13%, in linea con i valori attuali.

All'anno orizzonte 2030, dal confronto dei due scenari, si evince come l'NT IT sia quello in cui si riscontra la maggiore produzione RES solare ed eolico, rispettivamente con 69 TWh e 43 TWh. Tale scenario è caratterizzato al contempo dalla minor produzione termoelettrica pari a 83 TWh e dal maggior valore di import dall'Estero, ben 62 TWh, vista la maggiore economicità sia della generazione a lignite concentrata nell'Est Europa che del nucleare. Il BAU è invece caratterizzato da una presenza di rinnovabile addizionale, il cui incremento - rispetto alla situazione nel breve termine - è riconducibile all'innovazione tecnologica (*technology driven*) e non a indirizzi specifici dei piani energetici nazionali (*policy driven*). Pertanto, si distingue per una maggiore copertura della richiesta di energia elettrica da fonte termoelettrica al 2030 con 155 TWh, che rappresenta il 46% del fabbisogno complessivo. Discorso analogo anche per il 2040 BAU, in cui si ha una crescita RES considerevole ma nettamente inferiore a quella dello scenario NT IT e pertanto una copertura del carico assicurata in buona parte ancora da fonte termoelettrica (42%). Tale percentuale, tuttavia, risulta essere in riduzione (-4%) rispetto a quanto previsto al 2030 BAU e prevalentemente causata dall'incremento di penetrazione RES.

Nello scenario 2040 NT IT, invece, si osserva una copertura del fabbisogno da fonte solare di circa 85 TWh e 76 TWh da fonte eolica, mentre la generazione termoelettrica soddisfa soltanto il 23% della richiesta di energia elettrica. L'energia importata dall'Estero è pari a 51 TWh e segna un decremento rispetto a quanto registrato al 2030 NT IT (62 TWh), dato il contestuale effetto di incremento della penetrazione RES e della modifica del mix di generazione europeo che vede un maggior costo dell'energia prodotta da lignite in linea con l'andamento crescente del prezzo della CO₂. Gli scambi energetici e il mix di generazione possono subire delle variazioni, nella fase di gestione del mercato dei servizi di dispacciamento necessario al fine le condizioni di l'esercizio in sicurezza della rete e la stabilità di sistema, quale ad esempio il soddisfacimento del fabbisogno di riserva. In particolare questo comporta azioni di redispacciamento con

conseguente possibile creazione di Over-generation nel sistema. L'incidenza di tale fenomeno dipende da molteplici fattori quali, ad esempio, il livello di penetrazione RES, generazione termoelettrica in servizio all'esito del MGP, livello di import/export, capacità disponibile di sistemi di accumulo e loro margine disponibile. Come si evince da Documento di Descrizione degli Scenari (DDS: Capitolo 7, figura 19), l'Over-Generation raggiunge valori sensibili negli anni orizzonte previsionali di più lungo termine ed in particolare nello scenario NT-IT si prevede circa 1 TWh al 2025, 5 TWh al 2030 e circa 12 TWh al 2040.

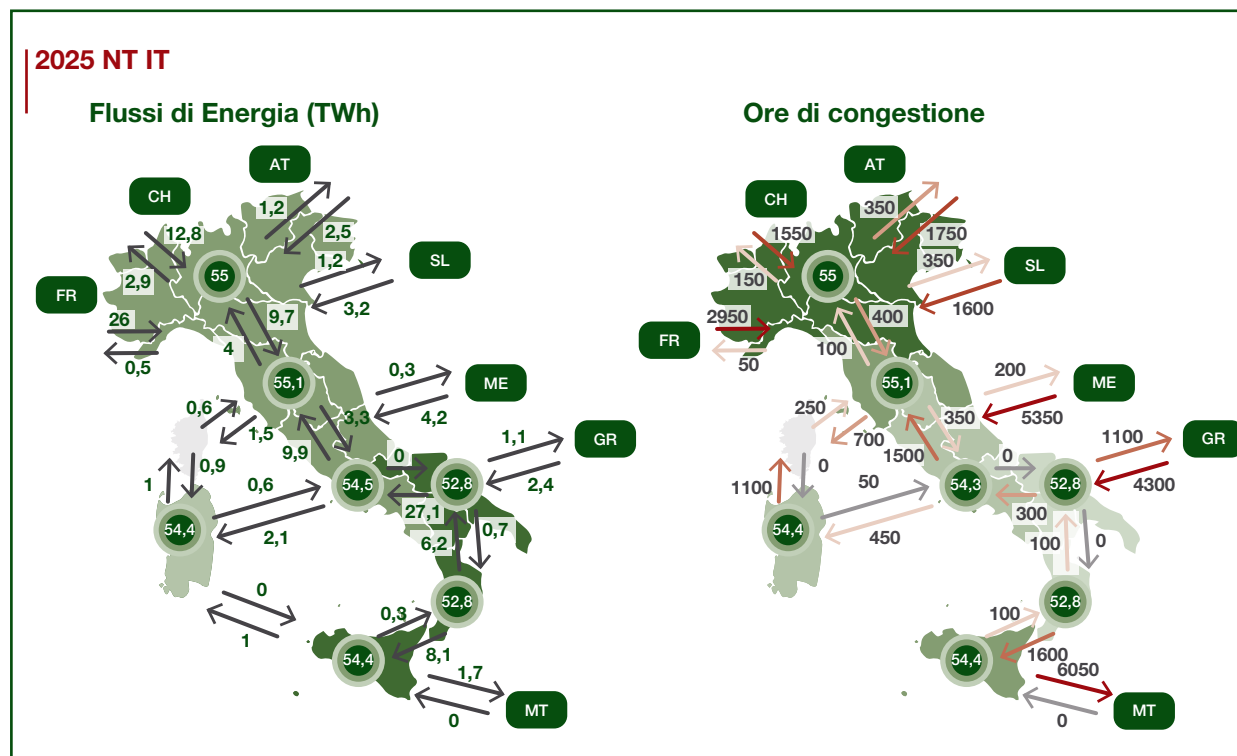
6.2.1 Scambi energetici nel medio periodo

Con medio periodo, come descritto nel Capitolo 3, ci si riferisce all'anno orizzonte 2025, analizzato nello scenario NT IT in quanto si suppone che le indicazioni dei piani energetici nazionali possano essere meno soggette a variazioni e di conseguenza il loro effetto sui trend di capacità è affetto da minori incertezze. In tale ipotesi è stata considerata un'energia richiesta dalla rete di circa 322 TWh e un installato di 16 GW di eolico e di 29 GW di solare.

L'atteso aumento del rinnovabile, seppur in misura minore rispetto al 2030 e 2040, contribuisce a confermare il flusso di energia da Sud verso il Centro Sud, e poi in parte verso Centro Nord, in numerose ore dell'anno, come si evince dalla *Figura 2*. In particolare, si stimano ben 27 TWh transitanti dalla zona Sud alla zona Centro Sud. Le ore di congestione su tale sezione interessata da un transito davvero considerevole di energia sono tuttavia ridotte anche grazie alla realizzazione dell'intervento di sviluppo 505-P Deliceto-Bisaccia previsto in Piano, il cui completamento è previsto entro la fine del 2021, e all'incremento del limite di scambio Sud - Centro Sud di 400 MW.

Lo scenario NT ENTSO-E prevede un mix di generazione all'estero economicamente conveniente, tale disponibilità porta a prevedere elevate congestioni in import sia dall'Est Europa (Grecia e Montenegro) che dalla frontiera Nord con circa 2950 ore di congestione con la Francia e 1750 ore previste con l'Austria, nonostante la realizzazione degli interventi fra Italia e Austria previsti in Piano, 100-I Nauders-Glorenza e 208-P Prati di Vizze-Steinach.

FIGURA 2 *Flussi di energia (a sinistra, TWh) e ore di congestione (a destra, ore) e dettaglio del prezzo zonale [€/MWh] per zona di mercato per l'anno 2025 nello scenario NT-IT*



6.2.2 Scambi energetici nel medio/lungo periodo

In questo paragrafo si analizzano i risultati ottenuti all'anno orizzonte 2030 negli scenari BAU e NT Italia.

Nel Capitolo 3 sono descritti in dettaglio i diversi scenari, di seguito si riassumono alcune caratteristiche necessarie per comprendere gli esiti delle simulazioni:

	 ENERGIA RICHIESTA DALLA RETE [TWh]	 INSTALLATO EOLICO [GW]	 INSTALLATO SOLARE [GW]	 ACCUMULI TOTALI [GW]
2030 BAU	340	14	31	7,6
2030 NT IT	327	19	52	17,5

Lo scenario NT IT è caratterizzato dal valore più elevato sia di installato rinnovabile non programmabile (71 GW) che di accumuli (17,5 GW). In tutti gli scenari si evidenzia un notevole flusso di energia dalla zona Sud verso il Centro Sud, con rispettivamente 22 TWh e 18 TWh transitanti nel BAU e nel NT IT.

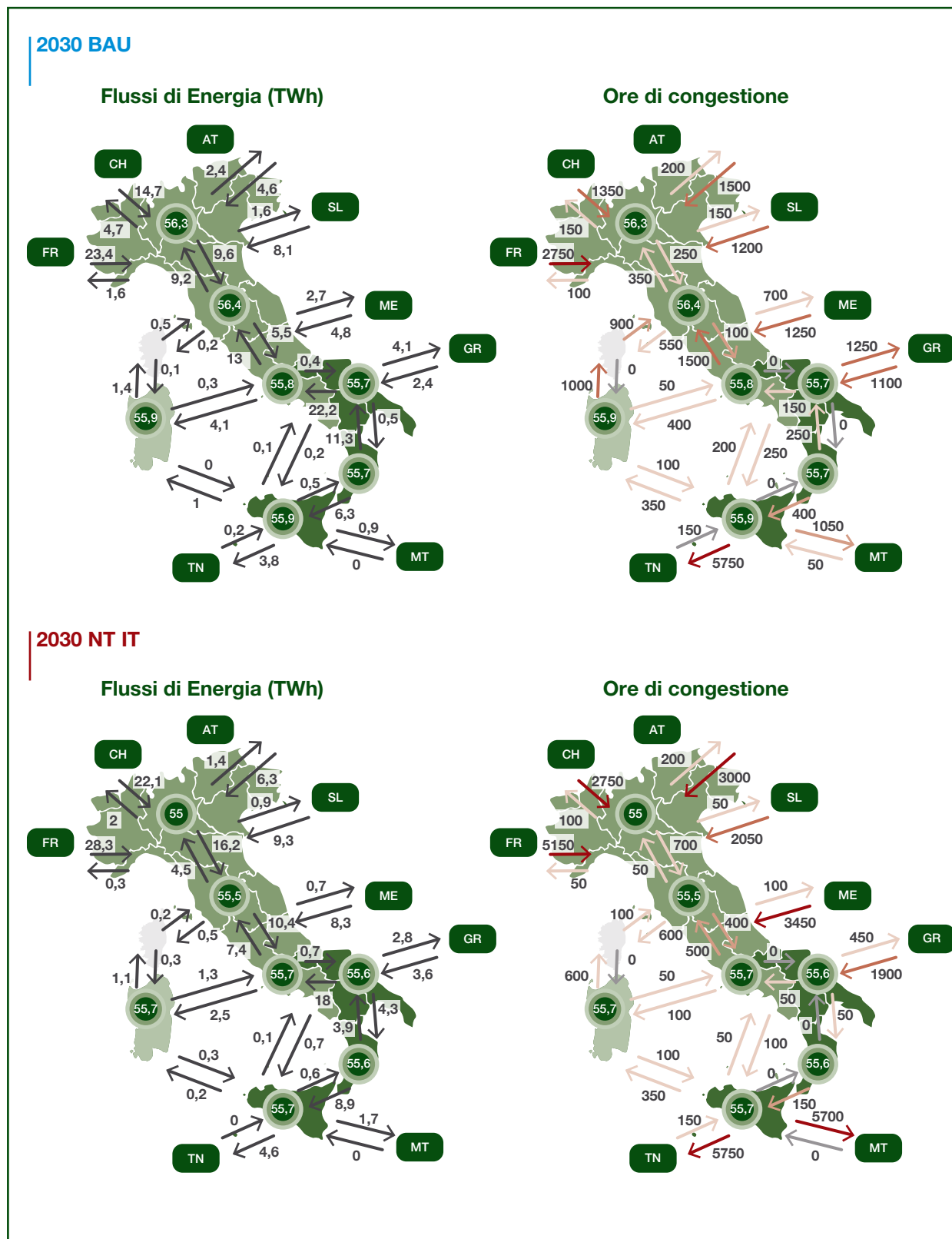
Le frontiere risultano notevolmente congestionate soprattutto nello scenario NT IT con circa 5000 ore di congestione con la Francia e 3000 ore con Svizzera e Austria, nonostante la realizzazione degli interventi 204-P Auronzo-Lienz e 167-N Valtellina Valchiavenna. Il fenomeno è riconducibile all'elevato saldo netto import-export atteso in tale scenario, che si attesta ad un valore prossimo a 62 TWh. L'importazione rilevante si riflette anche in un elevato flusso previsto dalla zona Nord verso il Centro Nord – in funzione della maggiore economicità dell'energia dall'estero e zona Nord - con 16 TWh e 700 ore di congestione.

Nel 2030 NT IT l'incremento del transito di energia in import è anche imputabile ai maggiori flussi dalla frontiera Nord Est e dai Balcani, vista l'economicità degli impianti di generazione a lignite, presenti in diversi Paesi dell'Est Europa, tali incrementi saranno possibili solo grazie alle nuove interconnessioni attese.

Concentrandosi invece sugli sviluppi interni si osserva che nello stesso scenario al 2030 la realizzazione dell'intervento di sviluppo 723-P Tyrrhenian link e degli altri interventi interdipendenti, riesce a ridurre notevolmente le congestioni nelle due Isole, registrate invece nelle simulazioni dell'anno orizzonte 2025: al 2030, a seguito dell'atteso completamento del Tyrrhenian link, la sezione Calabria-Sicilia registra infatti soltanto 150 h di congestione, rispetto alle 1600 h previste al 2025. La realizzazione di tale opera contribuirà in modo fondamentale all'integrazione dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili in entrambe le Isole.

Dalle analisi condotte per il 2030 BAU, invece, si ottengono elevati transiti di energia nella sezione Calabria-Sud (circa 11 TWh, principalmente dovuti alla elevata produzione termoelettrica disponibile in tale zona), ma grazie alla futura realizzazione degli interventi di sviluppo (509-P riassetto rete Nord Calabria e 506-P linea 380 kV Montecorvino-Benevento), tale sezione sarà caratterizzata da congestioni molto contenute con sole 250 ore. In tale scenario, si riscontrano inoltre elevate congestioni in direzione Centro Sud-Centro Nord con 1500 h di congestione e 13 TWh di energia transigente: il minore import registrato in tale scenario dalla frontiera Nord ha come effetto anche quello di limitare il flusso nella direzione Nord-Centro Nord e ciò causa una risalita dei flussi di energia dal Sud Italia per soddisfare il carico situato al Centro Nord.

FIGURA 3 *Flussi di energia (a sinistra, TWh) e ore di congestione (a destra, ore) e dettaglio del prezzo zonale [€/MWh] per l'anno 2030 negli scenari BAU e NT-IT*



6.2.3 Scambi energetici nel lungo periodo

Di seguito si descrivono gli output ottenuti dal simulatore del Mercato del Giorno Prima (MGP) per l'anno orizzonte 2040 negli scenari BAU e NT IT. Anche in questo caso è utile riassumere alcuni punti caratterizzanti i due scenari:

	 ENERGIA RICHIESTA DALLA RETE [TWh]	 INSTALLATO EOLICO [GW]	 INSTALLATO SOLARE [GW]	 ACCUMULI TOTALI [GW]
2040 BAU	371	18	47	7,6
2040 NT IT	375	25	64	20,6

Lo scenario NT IT è caratterizzato dai valori più elevati di installato rinnovabile non programmabile: 89 GW contro i 65 GW previsti nel BAU e prevede un incremento notevole anche dei sistemi di accumulo, con 13 GW in più rispetto agli attuali (maggiori dettagli riportati nel Capitolo 3). La frontiera Nord risulta essere molto più congestionata nello scenario NT IT, in quanto è atteso un maggior import dall'estero grazie alla presenza di fonti di produzione più economiche: 51 TWh contro i 27 TWh ottenuti nel BAU.

In generale, lo scenario NT IT prevede congestioni più rilevanti al 2040 fra le sezioni di mercato interne principalmente dovuti all'elevata penetrazione RES: se nella sezione Centro Sud-Centro Nord erano attese 500 h di congestione al 2030, al 2040 si riscontrano ben 1400 h. Si evidenziano inoltre elevate congestioni in export sia dalla Sicilia che dalla Sardegna, vista l'elevata produzione RES nelle due Isole: in particolare si segnalano 1350 h di congestione sulla sezione Sardegna-Centro Sud e 1000 h sulla sezione Sicilia-Centro Sud. In termini differenziali i prezzi zonal inferiori sono previsti in Sardegna e in Sicilia grazie anche in questo caso all'elevata penetrazione RES nelle due Isole.

In questo contesto, tutti gli interventi di sviluppo contenuti nel presente Piano contribuiscono a contenere le congestioni e a consentire un maggiore sfruttamento della generazione da fonti rinnovabili. In particolare, la presenza dell'HVDC Tyrrhenian Link, in sinergia con gli sviluppi di rete interdipendenti, permetterà di far fronte all'elevata penetrazione RES delle Isole e alla maggiore integrazione delle stesse, riducendo le congestioni in tutte le sezioni zonal delle Isole e Continente. L'innovativa tecnologia del collegamento potrà anche essere abilitante alle future esigenze di sistema e a ulteriori evoluzioni dei piani energetici nazionali.

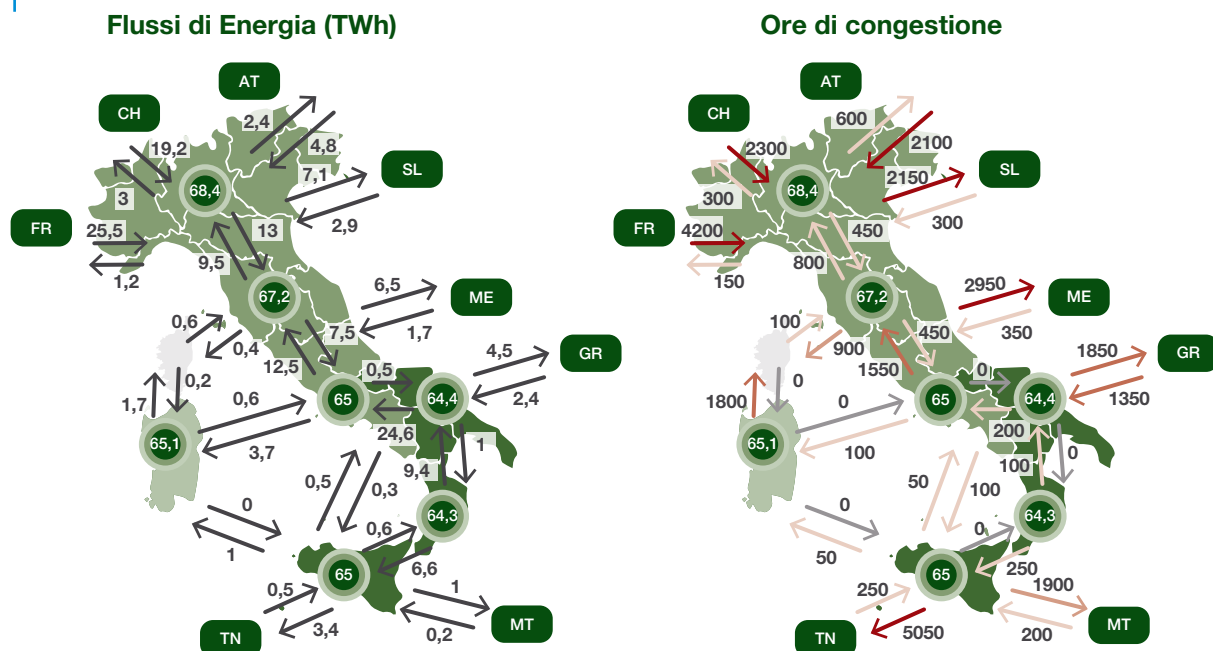
Lo scenario BAU prevede una capacità addizionale di fonti rinnovabili (solare ed eolico) comunque importante al 2040, anche se inferiore a quella dello scenario di Policy NT-IT. I flussi di energia dal Sud e dalla Isole, pertanto, risultano inferiori rispetto a quelli ottenuti nello scenario NT-IT, sia nella sezione Sud-Centro Sud (24.6 TWh rispetto a 30 TWh registrati nell'NT-IT) che nella sezione Sicilia-Centro Sud (0.5 TWh rispetto a 1.9 TWh)

Altro fenomeno che si nota nello scenario contrastante BAU è la minore congestione della frontiera Nord, rispetto a quanto ottenuto nello scenario NT-IT, con un export prevalente verso la Slovenia (export netto di 4.2 TWh) e il resto dell'Europa dell'Est (export netto di 4.8 TWh verso il Montenegro e 2.1 TWh verso la Grecia). Quest'ultimo aspetto è sostanzialmente spiegabile dalla minore competitività di alcune fonti di generazione, attesa al 2040 nell'Europa dell'Est e Continentale, dovuta alla penalizzazione sulle emissioni a favore delle fonti di generazione più pulite presenti in Italia.

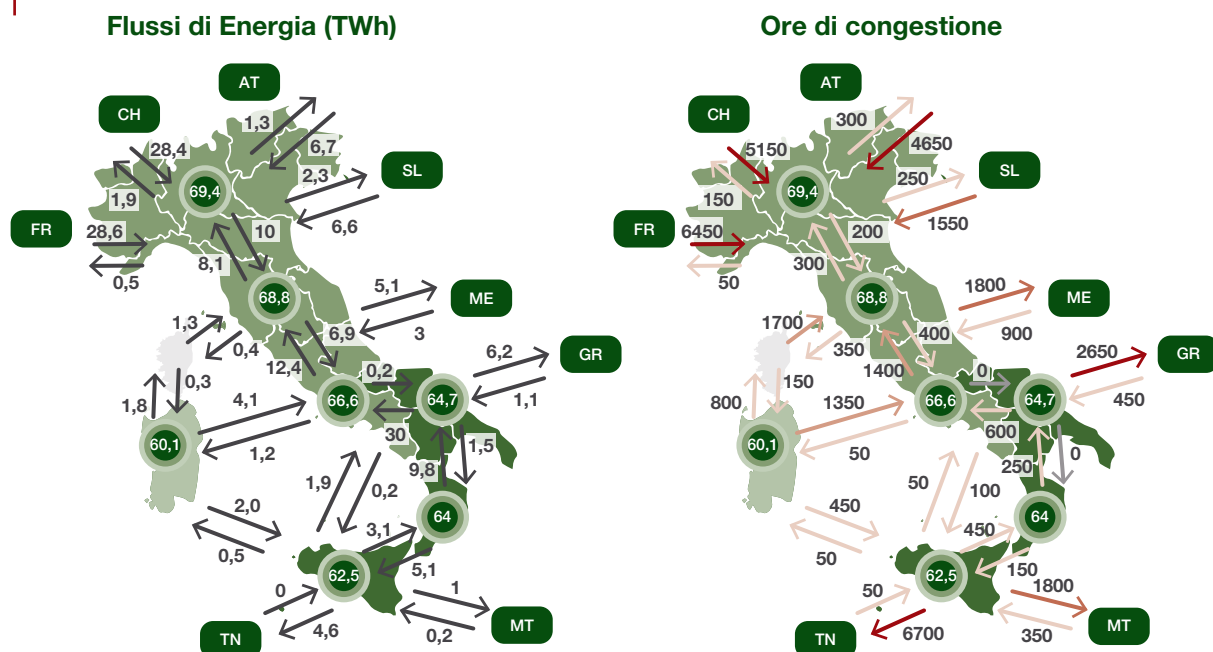
Anche nello scenario BAU, il Tyrrhenian Link e altri interventi di sviluppo interzonal contribuiscono a migliorare le congestioni di rete e abilitare la generazione più economica e rinnovabile. La diversa entità dei transiti e delle ore di congestione, rispetto allo scenario NT-IT, è sostanzialmente motivata dal fatto che, in particolare nelle Isole e nel Sud, la crescita di domanda e di generazione – sia convenzionale che rinnovabile – risultano essere più bilanciate.

FIGURA 4 *Flussi di energia (a sinistra, TWh) e ore di congestione (a destra, ore) e dettaglio del prezzo zonale [€/MWh] per l'anno 2040 negli scenari BAU e NT-IT*

2040 BAU



2040 NT IT



Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero

6.3

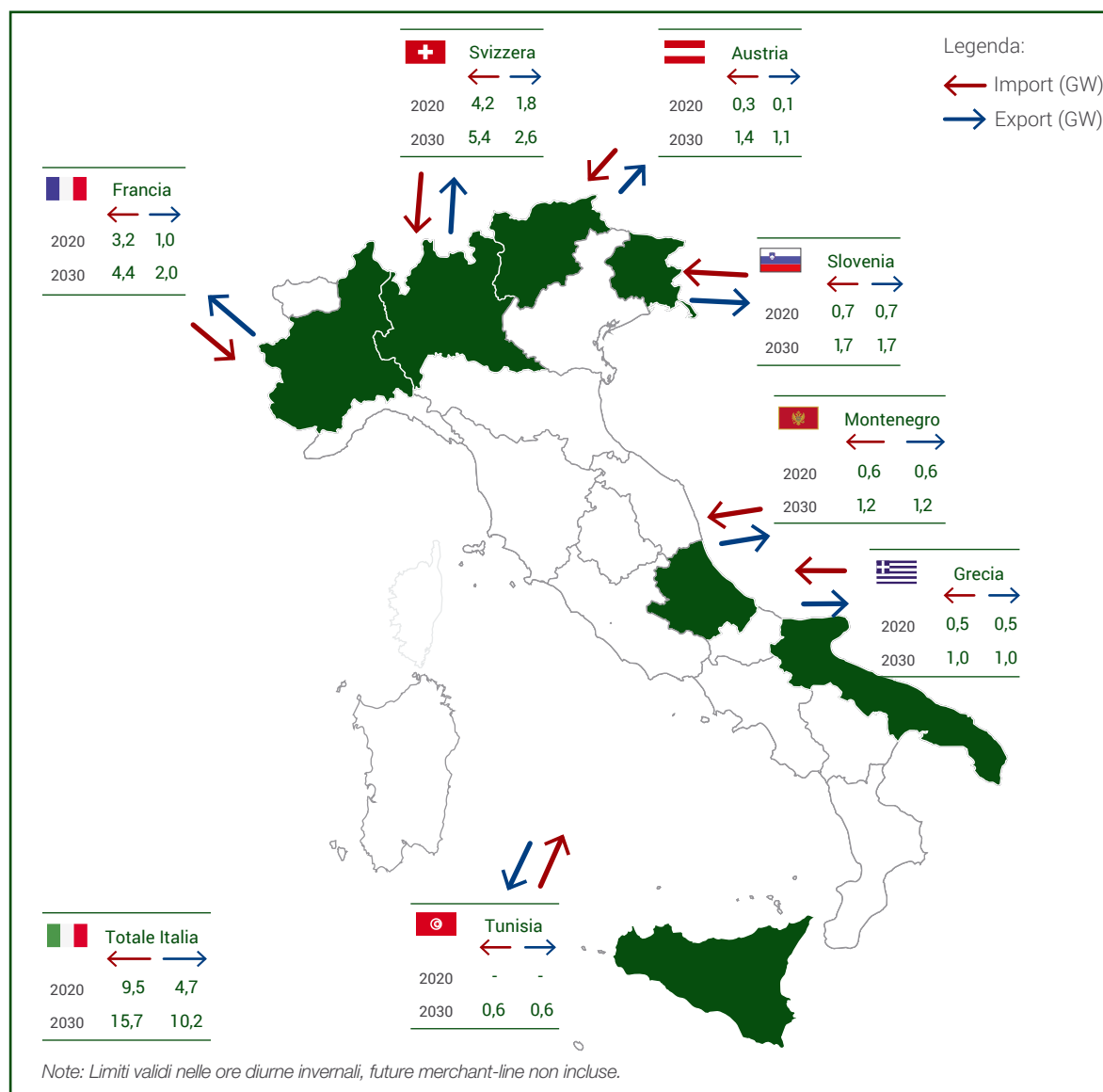
Il programma delle interconnessioni previste nel medio e nel lungo periodo nel presente Piano di Sviluppo consentirà di aumentare la capacità di trasporto con la frontiera settentrionale fino ad oltre 12 GW, con un incremento nel breve termine per un totale di circa 1500 MW. Tali incrementi sono correlati in particolare alla realizzazione dei seguenti sviluppi di rete:

- Sviluppo sulla frontiera francese (intervento 3-P HVDC "Piossasco-Grand'Ile");
- Sviluppo sulla frontiera austriaca (intervento 100-I Nauders-Glorenza e 208-P Prati di Vizzi-Steinach).

La capacità di interconnessione tra la rete nazionale e quella dei paesi confinanti associata ai progetti in fase di sviluppo da parte di Terna (future Merchant Lines non incluse) è prevista in crescita. In particolare, si osserva che al 2030 è atteso un incremento di circa 6 GW della capacità totale di import in linea con il target europeo del 15% sul totale delle fonti energetiche rinnovabili di cui 500 MW dovuti al nuovo progetto di interconnessione HVDC con la Grecia (554-N) e 1000 MW dovuti all'intervento 167-N Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione Svizzera.



FIGURA 5 "Interconnessioni - Capacità di trasporto [GW] per gli scambi con l'estero (import/export)



Inoltre, nel corso del 2020 è stata predisposta la seconda edizione del "Rapporto di Identificazione delle capacità obiettivo"¹ (cfr paragrafo 1.4). In particolare, a partire dai valori di capacità di trasporto attuali con i confini sono stati calcolati gli incrementi di capacità efficienti a cui tendere per ciascuno degli scenari di Piano 2020 e 2021, PNIEC e BAU all'anno orizzonte 2030. Tra questi valori, l'approccio del "least regret avanzato" ha consentito di identificare un unico valore di capacità aggiuntiva per ogni confine:

- le capacità obiettivo aggiuntive coincidono con i valori risultanti dall'opzione di sviluppo caratterizzata da valori intermedi tra gli scenari PNIEC e BAU sul confine Italia - Nazioni a est (aggregazione di Croazia, Montenegro e Grecia) e sul confine Italia - Nord Africa (frontiera con la Tunisia);
- le capacità obiettivo aggiuntive coincidono con i valori risultanti dall'opzione di sviluppo caratterizzata dal valore medio tra l'estremo inferiore (scenario BAU) e il valore medio tra i due scenari contrastanti al confine Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera, Austria e Slovenia).

Tali valori di capacità aggiuntiva, sommati alle capacità di trasporto di partenza, determinano i valori di capacità finali.

¹ Per ulteriori approfondimenti è possibile consultare il sito HYPERLINK "<http://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/preparazione-pds-consultazioni>"¹ HYPERLINK "<http://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/preparazione-pds-consultazioni>". Il report è disponibile al seguente link <https://www.terna.it/DesktopModules/AdactioBackend/API/download/get?guid=49cf8f88-cc3e-eb11-9104-00155d8bf435>

Riduzione delle congestioni interzonali

6.4

Si riportano di seguito gli interventi di sviluppo più significativi in termini di riduzione delle congestioni interzonali:

- il riclassamento a 380 kV della Colunga-Calenzano (302-P), autorizzata nel mese di Novembre e con avvio cantieri nel 2021, consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord/Centro Nord;
- gli interventi di ripotenziamento previsti lungo la dorsale adriatica e nel centro Italia (432-P Rimozione limitazioni Centro Sud-Centro Nord, con avvio cantieri nel 2021) e la realizzazione del collegamento HVDC Fano-Villanova (436-P) permetteranno un incremento del limite di scambio sulla sezione Centro Nord/Centro Sud;
- la realizzazione degli elettrodotti 380 kV Deliceto-Bisaccia (505-P, in fase di avanzata realizzazione, Foggia-Villanova (402-P) e Montecorvino- Benevento II (506-P), nonché la realizzazione degli interventi Aliano - Montecorvino (546-P) e nell'area a Nord di Benevento (553-N) permetteranno di incrementare il limite di scambio sulla sezione Sud/Centro Sud;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo di riassetto rete nord Calabria (509-P) e la realizzazione dell'elettrodotto Montecorvino-Benevento (506-P), permetteranno di incrementare il limite di scambio Calabria/Sud e quindi il transito di energia prodotta dagli impianti localizzati in Calabria verso i centri di consumo situati in Campania e in Centro Italia;
- il nuovo intervento Bolano-Paradiso (555-N) permetterà di incrementare il limite di scambio fra Sicilia e Calabria.

La realizzazione del Tyrrhenian link con i due collegamenti Sicilia-Sardegna e Sicilia-Centro Sud sarà in grado di risolvere le congestioni nelle due Isole, in quanto il cavo rappresenta un'ulteriore possibilità per il transito di energia dal Sud verso il Nord del Paese con notevoli benefici nel mercato MSD e nell'integrazione RES. Il Tyrrhenian Link, inoltre, garantisce la stabilità della rete siciliana anche in presenza di limitata capacità termoelettrica in servizio, consentendo il superamento delle limitazioni dell'import dal Continente che caratterizzano alcune condizioni di esercizio, in particolare durante le manutenzioni dell'interconnessione AC Sicilia-Calabria. La realizzazione dell'opera permette inoltre di poter rimuovere la vetusta capacità termoelettrica alimentata a olio e a carbone presente in Sicilia e in Sardegna, mantenendo una situazione comunque adeguata in entrambe le Isole.

Nella *Figura 6* sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale. Tali valori sono stati calcolati sulla base di ipotesi di scenari previsionali tipici della Rete di Trasmissione Nazionale, del parco produttivo e del fabbisogno previsti nel periodo orizzonte. Inoltre, nella figura 6 sono riportati anche i valori di capacità obiettivo determinati nell'ambito dell'edizione 2020 del *"Rapporto di Identificazione delle capacità obiettivo"*² (cfr paragrafo 1,4). In particolare, a partire dai valori di capacità di trasporto tra le sezioni di mercato interne relative alla struttura zonale "Alternativa base" in vigore dal 1 gennaio 2021 ("Capacità di Trasporto di partenza" in *Figura 6*) sono stati calcolati gli incrementi di capacità efficienti a cui tendere per ciascuno degli scenari di Piano 2020 e 2021, PNIEC e BAU all'anno orizzonte 2030. Tra questi valori, l'approccio del "least regret avanzato" ha consentito di identificare nel set di valori intermedi tra gli scenari PNIEC e BAU l'unico valore di capacità aggiuntiva per ogni sezione, ("Capacità di Trasporto Winter Peak rapporto capacità obiettivo – Aggiuntiva" in *Figura 6*) che sommati alle capacità di trasporto di partenza determinano i valori di capacità finali ("Capacità di Trasporto Winter Peak rapporto capacità obiettivo – Finale" in *Figura 6*).

² Per ulteriori approfondimenti è possibile consultare il sito <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/preparazione-pds-consultazioni>. Il report è disponibile al seguente link <https://www.terna.it/DesktopModules/AdactioBackend/API/download/get?guid=49cf8f88-cc3e-eb11-9104-00155d8bf435>

FIGURA 6 Capacità di trasporto e interventi di sviluppo pianificati nelle diverse zone

SEZIONE INTERZIONALE	DIREZIONE	CAPACITÀ DI TRASPORTO (WINTER PEAK 2021) DI PARTENZA (MW)	CAPACITÀ DI TRASPORTO WINTER PEAK RAPPORTO CAPACITÀ OBIETTIVO		INTERVENTI DI SVILUPPO PIANIFICATI			
			ADDITIONALE (MW)	DIREZIONE FINALE (MW)	INFRASTRUTTURA CHIAVE	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO SCAMBIO PDS 2020 (MW)	
Centro Nord - Nord	➔	2.700	400	➔	3.100	Colunga-Calenzano	302-P	+400
						HVDC Fano-Villanova	436-P	+600-1000
	➔	3.900		➔	4.300	Colunga-Calenzano	302-P	+400
						HVDC Fano-Villanova	436-P	+600
Centro Sud - Centro Nord	➔	2.400	400	➔	2.800	Rim. lim. Centro Sud-Centro Nord	432-P	+150-300
						HVDC Fano-Villanova	436-P	+1000
	➔	2.500		➔	2.900	Rim. lim. Centro Sud-Centro Nord	432-P	+150-300
						HVDC Fano-Villanova	436-P	+1000
Sud - Centro Sud			950			Deliceto-Bisaccia	505-P	+400
						Foggia-Villanova	402-P	+500
	➔	4.600		➔	5.500	Montecorvino-Benevento	506-P	+200
						Aliano Montecorvino / Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	546-P/553-N	+500
						Deliceto-Bisaccia	505-P	+400
						Foggia-Villanova	402-P	+500
	➔	2.000		➔	-	Montecorvino-Benevento	506-P	+200
						Aliano Montecorvino / Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	546-P/553-N	+500
Calabria-Sud	➔	2.350	0	➔	2.350	Riassetto rete Nord Calabria	509-P	+900
						Montecorvino-Benevento	506-P	
	➔	1.100		➔	1.100	Riassetto rete Nord Calabria	509-P	+900
						Montecorvino-Benevento	506-P	
Sicilia-Calabria	➔	1.200	650	➔	1.750	rim. Lim. Sorgente-Rizziconi/ Bolano-Paradiso	555-N	+800
	➔	1.100		➔	1.750	rim. Lim. Sorgente-Rizziconi/ Bolano-Paradiso	555-N	+900
Sicilia - Centro Sud	➔	0	700	➔	700	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1000
	➔	0		➔	700	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1000
Sicilia - Sardegna	➔	0	800	➔	800	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1000
	➔	0		➔	800	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1000
Sardegna - Centro Sud	➔	900	0		900			
	➔	720			720			
Sardegna - Centro Nord*	➔	395	1.000	➔	1.095	SACOI 3	301-P	+400
	➔	315		➔	1.015	SACOI 3	301-P	+400

(*) La capacità obiettivo finale tiene conto del contributo derivante dalla dismissione del SACOI 2 per termine vita utile (-300 MW) e del nuovo collegamento SACOI 3 (+400 MW).

Incremento adeguatezza del Sistema Elettrico

6.5

Gli interventi di sviluppo illustrati nel presente Piano contribuiscono a migliorare le condizioni di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico nazionale, attraverso una maggiore integrazione delle zone di mercato (aumento dei limiti di transito interzonali con miglioramento nella copertura del fabbisogno di energia e di riserva tra zone) e l'intensificazione del livello di magliatura della rete (maggiore affidabilità).

L'analisi di adeguatezza è basata su un approccio probabilistico che considera tutti gli scenari previsti dal Piano (vedi capitolo 3). Essa considera un ampio spettro di condizioni climatiche secondo i 35 anni climatici definiti da ENTSO-e, le quali per ogni anno climatico prevedono una variazione della domanda, degli apporti da RES e del conseguente approvvigionamento di riserva sia zonale che nazionale.

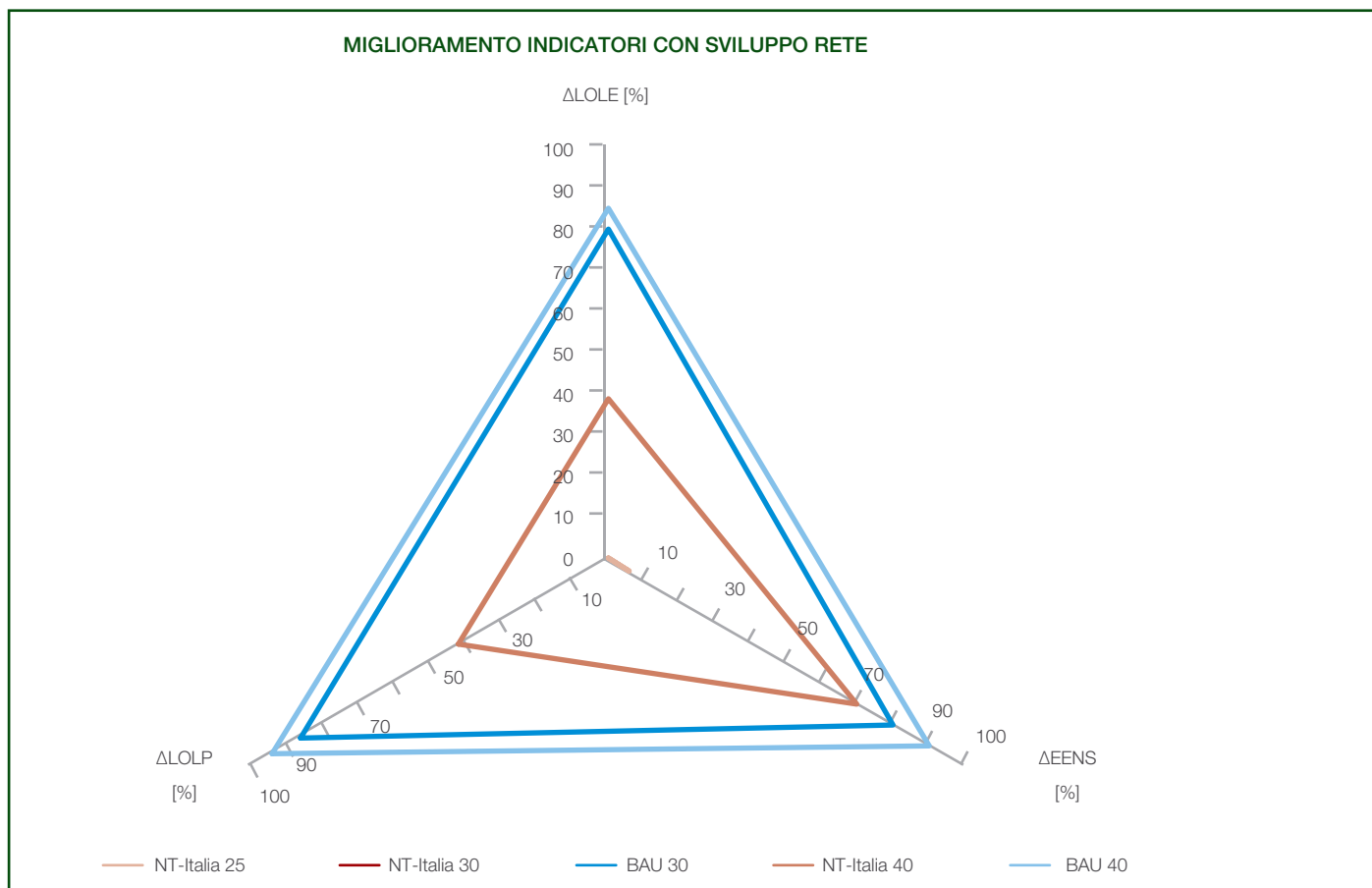
Per ogni anno climatico, nell'analisi di adeguatezza è applicato il metodo probabilistico Monte Carlo che simula i possibili guasti e manutenzioni degli elementi di rete e generatori. Tale analisi viene condotta per un numero di combinazioni casuali elevato, considerando l'intera rete di trasmissione nazionale con relative interconnessioni sia con gli interventi di sviluppo previsti nel presente Piano che senza.

La adeguatezza del sistema elettrico viene valutata secondo i seguenti tre indicatori, i quali sono una media dei risultati ottenuti sui 35 anni climatici considerati:

- Expected Energy Not Served (EENS o ENS): rappresenta l'eccedenza della domanda elettrica rispetto alle risorse disponibili per soddisfarla;
- Loss of Load Expectation (LOLE): rappresenta il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili;
- Loss Of Load Probability (LOLP): rappresenta la probabilità di accadimento del LOLE previsto.

Anche grazie al mercato della capacità, gli scenari analizzati nel presente Piano di Sviluppo presentano un rischio di disalimentazione del carico (quindi indicatori di adeguatezza medi) inferiore rispetto alle soglie tipicamente adottate per sistemi elettrici avanzati. Lo sviluppo della rete consente di migliorare l'adeguatezza del sistema consentendo, quindi, una ulteriore riduzione dei suddetti indicatori a livello nazionale (*Figura 7*).

FIGURA 7 Miglioramento percentuale degli indicatori di adeguatezza con sviluppo rete



La riduzione degli indici di rischio è presente in tutti gli scenari e anni orizzonte oggetto di analisi ed è particolarmente sensibile negli scenari BAU caratterizzati da un maggior carico residuo termico vista la minore penetrazione RES, e nello scenario NT-IT di lungo termine in cui la penetrazione RES compensa solo in parte la crescita del fabbisogno che raggiunge il valore di 375 TWh.

Lo scenario NT-IT evidenzia ridotti miglioramenti degli indici di adeguatezza sia nel breve termine (a causa dei pochi sviluppi tra zone di mercato previsti entro il 2025) che nel medio termine, caratterizzato da un forte efficientamento della domanda unitamente alla disponibilità di importazione.

Lo sviluppo infrastrutturale, che in generale comporta un incremento dell'adeguatezza riducendo anche in maniera sensibile gli indicatori medi di rischio di disalimentazione del carico, risulta fondamentale nel garantire la capacità di alimentazione in condizioni climatiche estreme o in condizioni di esercizio a rete non integra.

Particolarmente rilevante a tale scopo risulta essere il ramo East del progetto HVDC Tyrrhenian Link che garantisce l'alimentazione in sicurezza delle Isole (Sicilia e Sardegna) anche in caso di manutenzione programmata dei collegamenti che interconnettono le Isole al Continente in uno scenario previsionale che vede un forte indebolimento del parco termoelettrico delle due Isole di circa -2 GW dovuto al phase out del carbone e alla dismissione delle centrali ad olio in linea con la transizione energetica.

La realizzazione, quindi, dell'intero progetto Tyrrhenian Link, e in particolare del ramo East link, risulta essere abilitante alla dismissione delle vetuste e maggiormente inquinanti centrali termoelettriche situate nelle Isole (olio e carbone), consentendo al contempo la piena integrazione delle RES nel rispetto dei margini di funzionamento in sicurezza del sistema elettrico.

Riduzione Emissioni CO₂ 6.6

Lo sviluppo della rete elettrica riveste un ruolo fondamentale nella riduzione delle emissioni di gas climalteranti, in particolare CO₂, in sinergia con il percorso di decarbonizzazione delineato dalle strategie nazionali ed internazionali. Tra i fattori determinanti per il raggiungimento degli obiettivi prefissati assumono particolare rilevanza sia la piena integrazione di impianti da fonte rinnovabile che il miglioramento del mix produttivo, oltre ad un generale incremento dell'efficienza del sistema inclusi gli impatti sulle perdite di rete.

Gli studi condotti per l'anno orizzonte di medio/lungo termine 2030 evidenziano, in tutti gli scenari considerati, un importante contributo nella riduzione delle emissioni di CO₂ come conseguenza della realizzazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione e del potenziamento delle interconnessioni con l'Estero. L'efficace integrazione di risorse più efficienti dal punto di vista tecnologico e ambientale, possibile grazie allo sviluppo della rete, è stata valutata osservando l'evoluzione del mix produttivo in esito all'MGP dello scenario previsionale, confrontando quindi una situazione caratterizzata dall'assenza dello sviluppo rete con una situazione che considera l'incremento dei limiti zionali attesi per effetto della realizzazione degli interventi di sviluppo pianificati.

In particolare, per gli scenari BAU e NT-IT, si stima una riduzione di emissioni rispettivamente pari a 900 e 5000 ktCO₂/anno.

In conclusione, le analisi effettuate rilevano che la quantità di CO₂ evitata per l'insieme dei fattori sopra indicati, inclusi la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico, può raggiungere un valore massimo di circa 5.6 milioni di tonnellate all'anno 2030 nello scenario NT-IT.



Sostenibilità Sistemica

6.7

Nell'ottica di una pianificazione sostenibile, Terna guida il processo di transizione ecologica promuovendo lo sviluppo sostenibile della rete elettrica italiana, favorendo la crescita economica, ma allo stesso tempo contenendo gli oneri per gli utenti, garantendo ai cittadini la qualità del servizio e minimizzando gli impatti sul territorio.

Con “Sviluppo Sostenibile” si intende “lo sviluppo in grado di assicurare il soddisfacimento dei bisogni della generazione presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di realizzare i propri” (Gro Harlem Brundtland, 1987), dunque, la **sostenibilità** deve essere interpretata nella sua accezione più ampia, non solo in relazione ai benefici ambientali, ma anche agli aspetti economici e sociali.

In quest'ottica, Terna integra nella pianificazione del sistema elettrico la valutazione della Sostenibilità Sistemica dei programmi di sviluppo lungo tre dimensioni di analisi, utilizzando come riferimento l'approccio **Triple Bottom Line (TBL)**. La strategicità di questo approccio risiede nell'identificazione di indicatori che permettano di valorizzare i vantaggi declinati anche sugli assi ambientale e sociale, nonostante la complessità derivante dall'utilizzo di riferimenti che ne garantiscono la ricostruibilità delle analisi e dei relativi risultati.

L'analisi sistemica dei programmi di sviluppo consente a Terna di tracciare e monitorare l'impatto che gli interventi di sviluppo restituiscono rispetto agli assi **Economia, Società e Ambiente**: a supporto dell'approccio intrapreso sulla Sostenibilità Sistemica sono stati delineati alcuni principi per la pianificazione sostenibile degli interventi di sviluppo. Di fatti, come già accennato nel Paragrafo 1.7, quest'analisi trova applicazione sin dalle prime fasi di Pianificazione e quindi nel Piano di Sviluppo: in **Figura 28** del suddetto paragrafo si delineano le esigenze alla base della pianificazione secondo gli assi della sostenibilità sistemica e quindi degli esempi di valutazioni di carattere ambientale, sociale ed economico che vengono integrate nel processo di pianificazione delle opere.

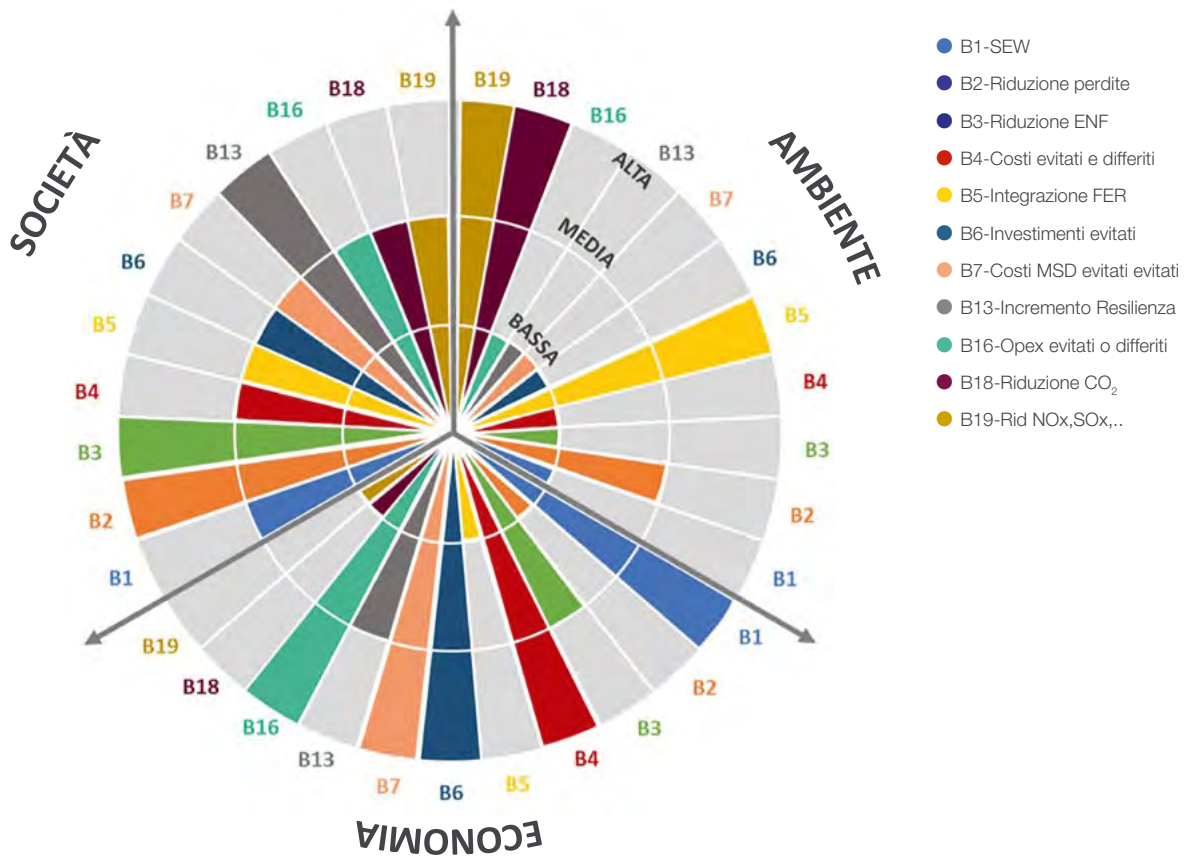
Inoltre, il Paragrafo 4.3.5 riporta la declinazione che la sostenibilità ha come leva strategica per la creazione di valore, a beneficio del Paese e dei suoi stakeholders: in particolare la **Figura 36** del suddetto paragrafo restituisce la lista degli interventi per la Sostenibilità Sistemica, come risposta al driver di incremento della sostenibilità. Con questo approccio Terna mostra il suo orientamento a valutare le esigenze socio-ambientali e le tematiche territoriali delle aree interessate dalle opere: la progettazione partecipata rappresenta un valore aggiunto per Terna ed è un fattore abilitante a realizzare progetti più sostenibili al territorio.

L'approccio utilizzato da Terna per la valutazione sistemica dei programmi di sviluppo si struttura nelle seguenti fasi:

1. consolidamento delle informazioni degli interventi pianificati e delle relative Analisi Costi - Benefici (ACB);
2. caratterizzazione dell'impatto di ciascun beneficio identificato per ogni intervento sugli assi economico, ambientale e sociale;
3. individuazione delle curve previsionali/tendenziali annualizzate dei vantaggi netti lungo i tre assi;
4. valutazione degli *Indicatori della Sostenibilità Sistemica* del Piano di Sviluppo.

Con riferimento alla caratterizzazione lungo gli assi della sostenibilità sistemica, è stato necessario quantificare i singoli benefici degli interventi dal punto di vista economico, ambientale e sociale: la *Figura 8* riporta l'assegnazione di ciascuna categoria di beneficio³ all'interno di un range qualitativo di impatto per ognuno dei tre assi assegnando dei pesi in corrispondenza di ciascun range individuato.

FIGURA 8 *Impatto qualitativo associato ai benefici nella ACB*



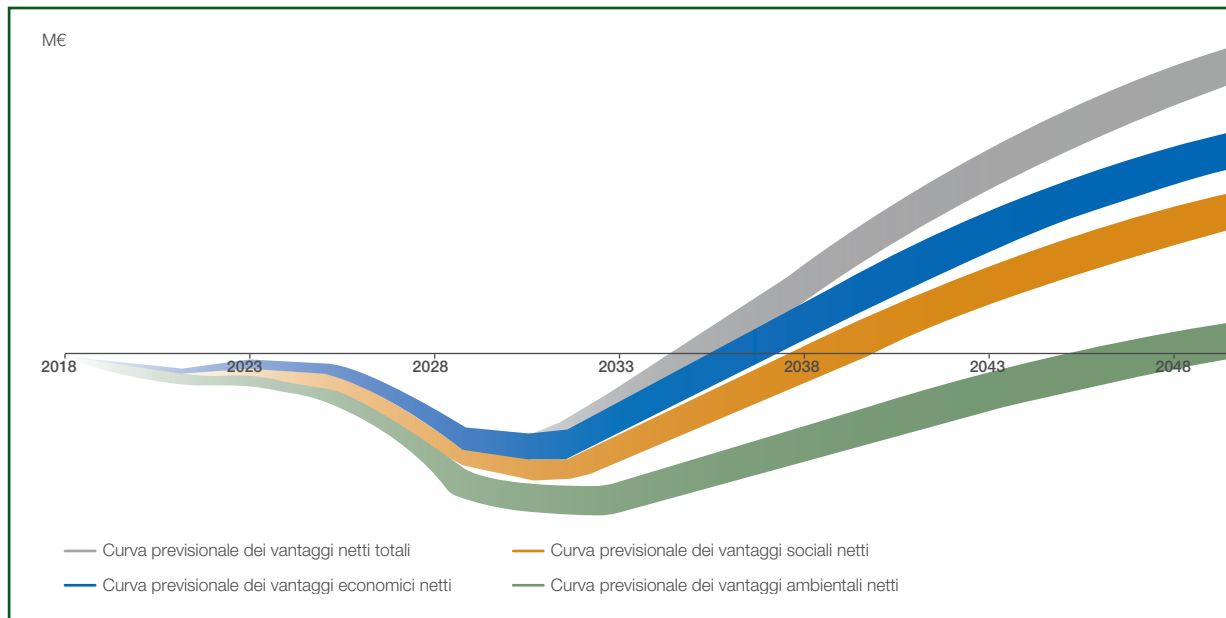
Per ciascun intervento oggetto del programma di sviluppo si declinano i benefici totali sui tre assi consentendo di poter individuare quattro andamenti previsionali/tendenziali che descrivono la tendenza dei vantaggi netti attualizzati all'anno di riferimento di predisposizione del Piano.

Il passaggio successivo è stato quello di estendere l'approccio TBL dal singolo progetto all'intero programma Piano di Sviluppo, considerando la totalità dei progetti valorizzati con un'analisi ACB in esso contenuti.

³ Cfr. Documento Metodologico Piano di Sviluppo 2021.

In *Figura 9* si riportano le quattro curve previsionali/tendenziali dei vantaggi netti nei vari anni crescenti dell'orizzonte temporale.

FIGURA 9 Curve di tendenza dei flussi di cassa (totale, economica, sociale ed ambientale) relative al PdS 2021



A tal scopo, sono stati costruiti i tre **Indicatori Sintetici della Sostenibilità Sistemica** di Piano I_{ECO} , I_{SOC} e I_{AMB} , definiti rispettivamente come Indicatori di:

- **Sostenibilità ECONomica**: rapporto tra i vantaggi sull'asse "Economia" ed i totali;
- **Sostenibilità SOCiale**: rapporto tra i vantaggi sull'asse "Società" ed i totali;
- **Sostenibilità AMBientale**: rapporto tra i vantaggi sull'asse "Ambiente" ed i totali.

Tali contributi vengono valorizzati con le seguenti formule:

$$I_{ECO} = \frac{B_{ECO}}{B_{TOT}}$$

$$I_{SOC} = \frac{B_{SOC}}{B_{TOT}}$$

$$I_{AMB} = \frac{B_{AMB}}{B_{TOT}}$$

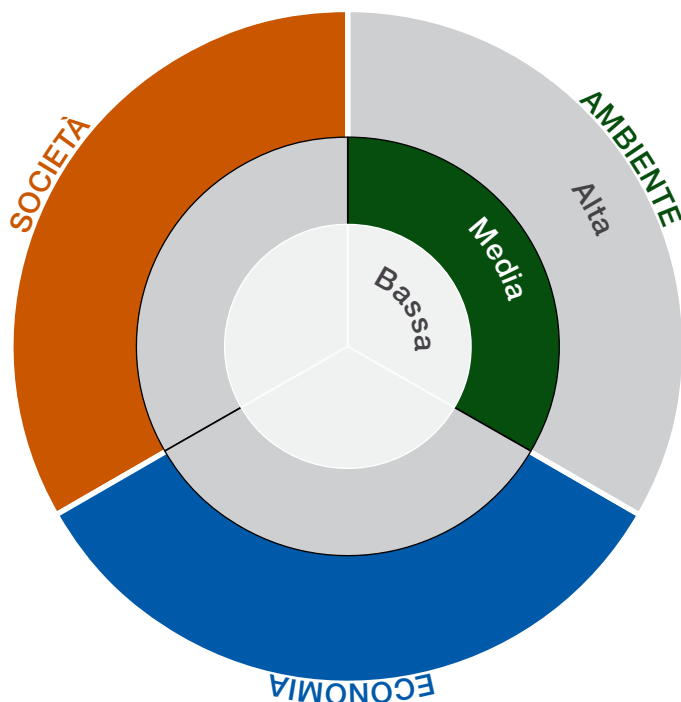
Gli Indicatori così calcolati acquisiscono un carattere adimensionale, idoneo per rendere le analisi confrontabili nel tempo: lo scopo non è quello di un puro monitoring ma di applicare un processo di continuous improvement dal punto di vista della sostenibilità sociale, ambientale ed economica dei Piani di Sviluppo.

La misura di come gli investimenti di sviluppo sul sistema elettrico risultano sostenibili nel tempo, si può ottenere valorizzando gli anni necessari affinché gli investimenti complessivi restituiscano un valore netto positivo al sistema elettrico. Una valutazione qualitativa del Pay-Back Period (PBP) consente di individuare il periodo di ritorno positivo degli interventi di sviluppo per il sistema elettrico e sui rispetti assi della TBL.

I risultati evidenziano come gli investimenti complessivi stimati nel Piano di Sviluppo 2021 iniziano a produrre valore nel medio-lungo periodo (*Figura 9*) in cui il vantaggio netto diventa positivo.

La *Figura 10* restituisce i risultati dell'applicazione all'intero Piano di Sviluppo dell'approccio TBL e quindi la declinazione economica, ambientale e sociale per uno sviluppo sostenibile della rete elettrica.

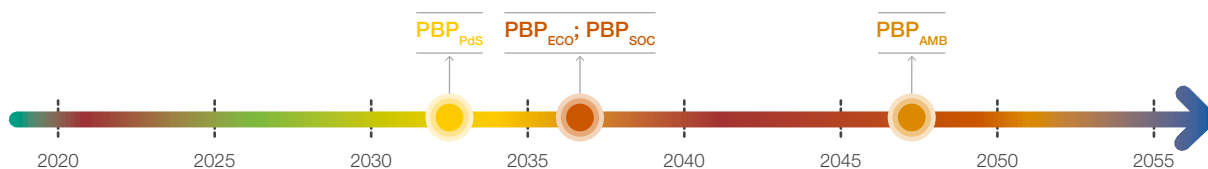
FIGURA 10 Vantaggio associato agli Indici di Sostenibilità Sistemica



I risultati dell'applicazione metodologica restituiscono un Indice di Sostenibilità Ambientale con un vantaggio Medio, mentre gli Indici di Sostenibilità riferiti agli assi Sociale ed Economico associano un vantaggio Alto.

Inoltre in *Figura 11* vengono rappresentati in forma grafica i Pay-Back Period, cioè i tempi di ritorno dell'investimento relativi sia all'intero Piano di Sviluppo, sia agli assi economico, ambientale e sociale:

FIGURA 11 Fasce temporali in cui ricadono i valori previsionali di PBP



Dalla rappresentazione grafica si evince come gli investimenti pianificati nell'orizzonte decennale rientrano nel periodo immediatamente successivo all'arco decennale del Piano, come anche i Pay-Back Period relativi agli assi Economia e Sociale. L'asse Ambientale presenta un PBP spostato più avanti sull'asse temporale, ma restituisce comunque prova del fatto che anche considerando i soli vantaggi ambientali essi ripagano gli investimenti di Piano nel medio-lungo periodo.

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

