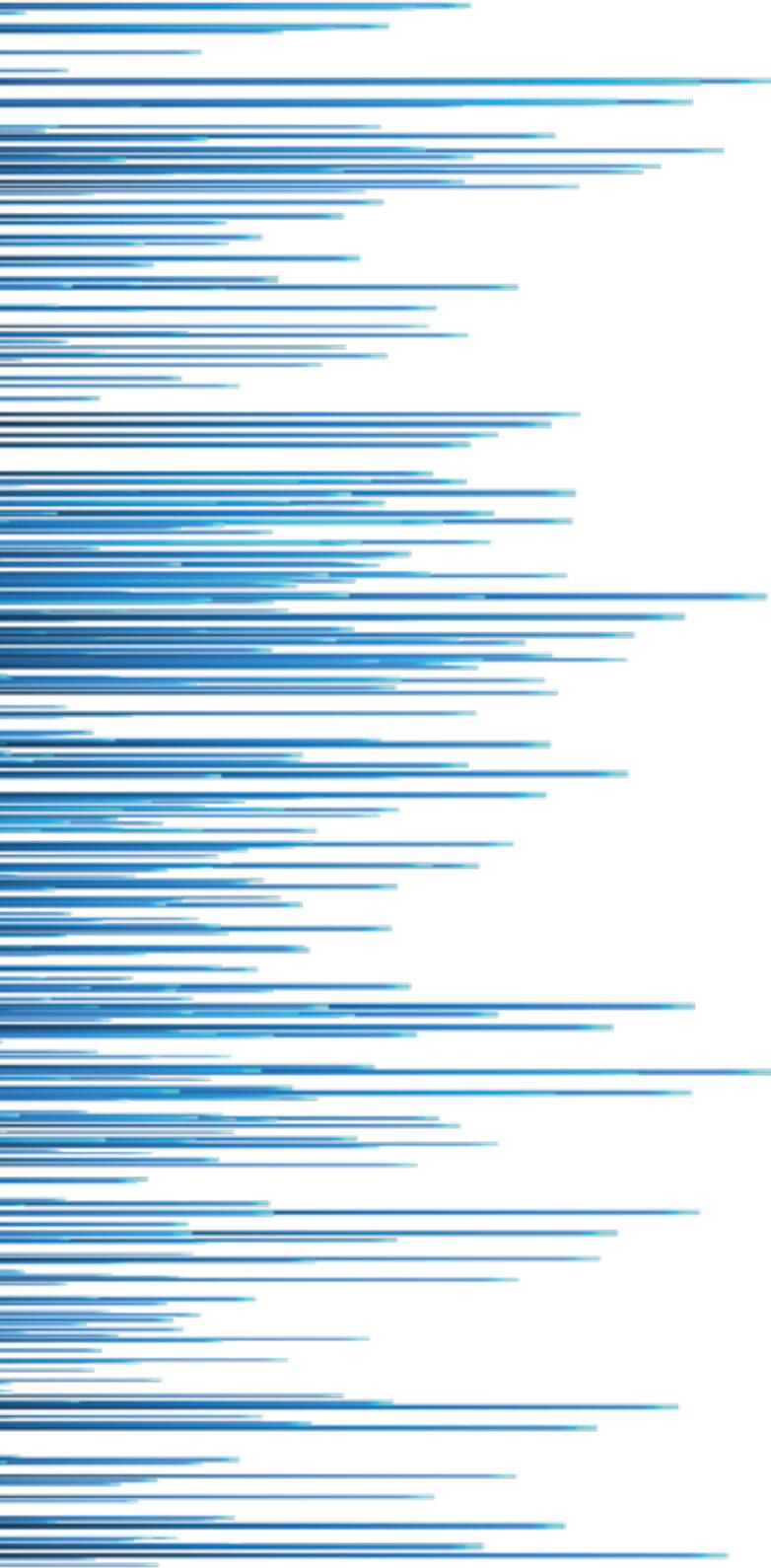


TRANSIZIONE  
SOSTENIBILITÀ  
INNOVAZIONE  
RESILIENZA  
FLESSIBILITÀ  
DIALOGO  
TRASPARENZA

LA RESPONSABILITÀ DELL'ENERGIA

# 2020

## 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 energetica**.

# “ La nostra missione

**La responsabilità dell'energia.  
L'energia della responsabilità.**

*Esercitare un ruolo guida per una transizione energetica sostenibile, facendo leva su innovazione, competenze e tecnologie distintive a beneficio di tutti gli stakeholder.*

Siamo un grande operatore delle reti per il trasporto dell'energia.

Gestiamo la trasmissione di energia elettrica in alta tensione in Italia e ne garantiamo la **sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo.**

Perseguiamo lo **sviluppo della rete elettrica**, una sempre maggiore efficienza operativa e l'integrazione con la rete europea.

Assicuriamo **parità di condizioni di accesso** a tutti gli utenti delle reti.

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business, grazie all'esperienza e alle competenze tecniche acquisite nella gestione di sistemi complessi e alla nostra eccellenza tecnologica. ”

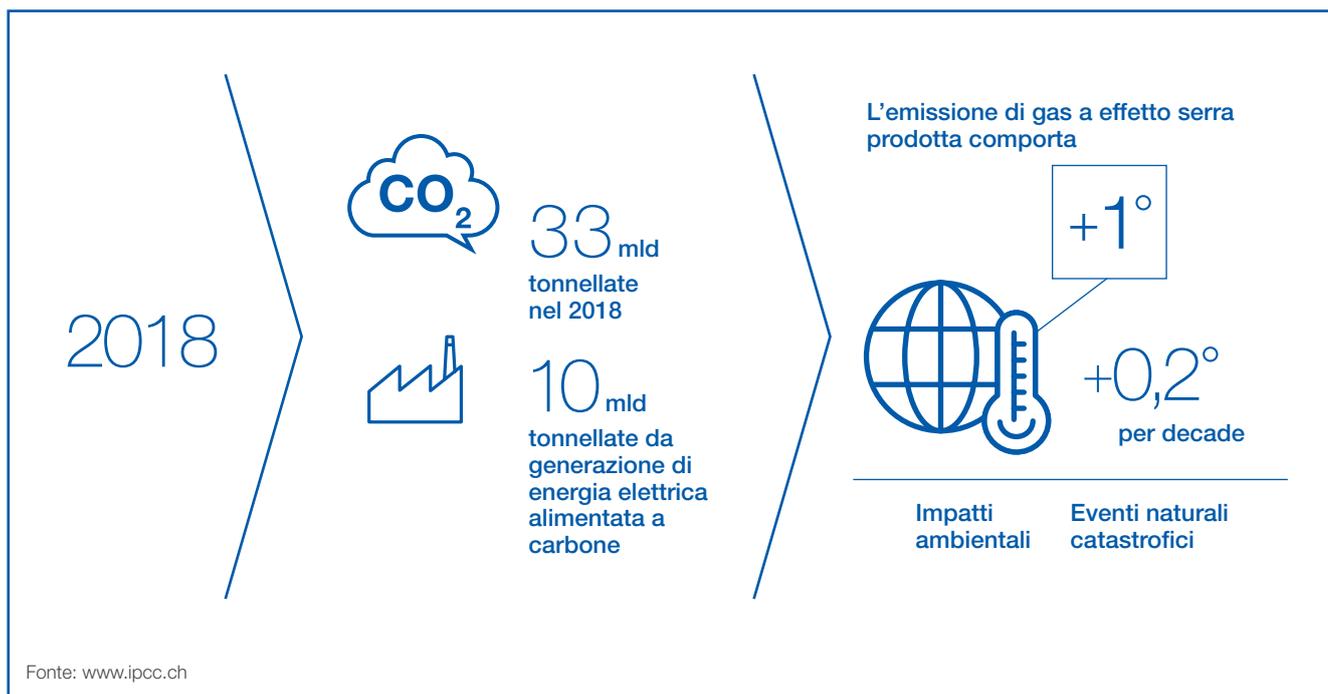
# Executive Summary

## UN CAMBIAMENTO NECESSARIO

Il modello energetico su cui si è costruita la crescita del pianeta degli ultimi anni non è più sostenibile e da ciò deriva la necessità di un impegno a livello globale per una progressiva e quanto più rapida possibile decarbonizzazione ed efficientamento di tutti i settori energetici.

Infatti, l'incremento esponenziale dei consumi di energia primaria, registrato nell'ultimo secolo e legato alla crescita demografica e allo sviluppo economico, si è fondato sostanzialmente su un sistema energetico incentrato sul ricorso ai combustibili fossili, che tuttora rappresentano la principale fonte energetica a livello globale.

La produzione di energia da fonti fossili è tra i principali responsabili delle emissioni di gas a effetto serra di origine antropica (tra cui CO<sub>2</sub>), riconosciute come causa di significativi impatti ambientali e climatici, tra cui l'incremento della temperatura media globale e l'intensificarsi di eventi naturali catastrofici. Già oggi il surriscaldamento del pianeta causato dall'azione dell'uomo è stimato intorno a 1°C, con un trend di crescita di +0,2°C per decade.



## Gli accordi europei e la proposta PNIEC

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 in un contesto che ha favorito la stipula di accordi internazionali e la definizione di politiche e misure concrete per la lotta ai cambiamenti climatici.

- > **COP 21**: 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.
- > **“Clean energy for all Europeans package”**: finalizzata ad assicurare un approvvigionamento energetico sicuro, economico ed a basso impatto ambientale e climatico a tutti i cittadini europei:
  - 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%**;
  - riduzione almeno del **32,5%** dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale;
  - incremento di almeno il **15%** di capacità di interconnessione elettrica transfrontaliera sulla capacità di generazione elettrica installata.

La proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), documento valido per il periodo temporale 2021-2030 e redatto da MISE, MATTM, MIT e inviato dal MiSE alla Commissione Europea l'8 Gennaio 2019, individua obiettivi, traiettorie e misure, che rappresentano l'impegno dell'Italia in qualità di Stato Membro al raggiungimento dei target europei al 2030.

#### TARGET FISSATI ALL'INTERNO DELLA PROPOSTA DEL PNIEC

*(Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima)*

-33%

emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 2005

-43%

consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale

30%

penetrazione delle rinnovabili sui consumi finali lordi di energia

10%

target di interconnessione

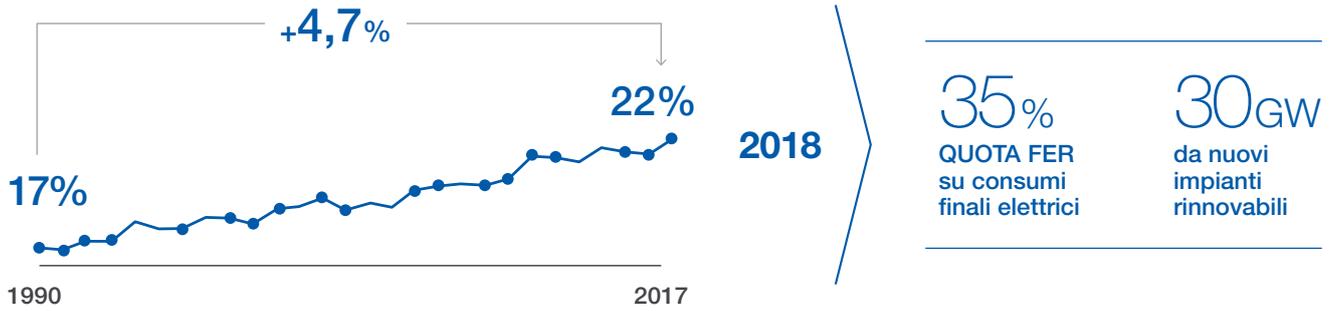
2025

Phase out carbone

"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."

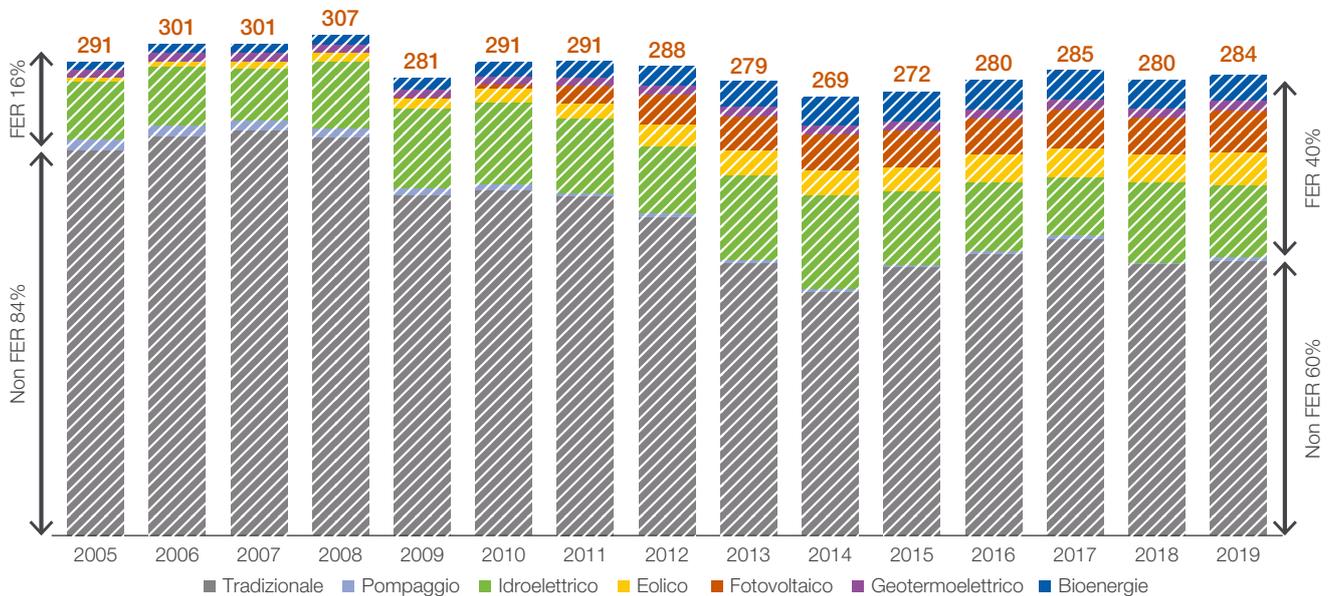
## UN TREND DA POTENZIARE

I trend di elettrificazione e incremento delle rinnovabili sono già in atto da diversi anni in molti Paesi OCSE. In Italia, in particolare, la quota di elettrificazione dei consumi finali è cresciuta dal 17% nel 1990 al 22% nel 2017, la quota FER sul consumo di energia elettrica ha raggiunto nel 2018 il 35% grazie all'integrazione di oltre 30 GW di nuovi impianti rinnovabili (in particolare eolici e fotovoltaici) nel Sistema Elettrico.



Nei prossimi anni si attende un'ulteriore intensificazione di tale trend, come previsto dal PNIEC.

## EVOLUZIONE DEL FABBISOGNO ELETTRICO PER FONTE



Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

## Obiettivo PNIEC su FER

I target fissati all'interno della proposta del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) prevedono, oltre al completo phase out dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le FER coprano **oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%)**. 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.

**55,4%**  
di copertura FER sui consumi  
lordi di energia elettrica

**+40 GW**  
nuova capacità FER  
entro il 2030

## GLI IMPATTI SULLA GESTIONE DI SISTEMA

La trasformazione non è a impatto zero per il Sistema Elettrico e implica una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera concreta ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio ed evitando al contempo un aumento eccessivo dei costi per la collettività.



CLUSTER	CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTI FER	NON PROGRAMMABILITÀ IMPIANTI FER	LOCALIZZAZIONE IMPIANTI FER	CAMBIAMENTI CLIMATICI
IMPATTI SULLA GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO	> Riduzione dell'inerzia del sistema	> Riduzione di risorse che forniscono regolazione della frequenza	> Aumento congestioni di rete per distribuzione non coerente degli impianti FER rispetto al consumo	> Aumento dei disservizi sulla rete elettrica
	> Riduzione risorse che forniscono regolazione della tensione	> Riduzione del margine di adeguatezza	> Crescenti problematiche di gestione del sistema, dovute all'aumento della Generazione Distribuita	
	> Riduzione della potenza di cortocircuito	> Crescenti periodi di over-generation nelle ore centrali della giornata > Crescente ripidità della rampa serale del carico residuo		

Le problematiche citate sono amplificate nei loro effetti dalle caratteristiche strutturali della rete elettrica italiana che, a causa del profilo geografico del Paese (scarsa possibilità di interconnessione con il continente europeo, vincoli di transito tra il Nord e il Sud Italia e con le isole), renderanno ancora più complessa la gestione del Sistema Elettrico nel nuovo contesto atteso.

Il nuovo contesto mette sotto pressione tutte le dimensioni chiave che il TSO deve tenere sotto stretta osservazione per gestire correttamente il Sistema Elettrico:

### DIMENSIONI CHIAVE DEL SISTEMA ELETTRICO



### LE PREMESSE DEL RINNOVAMENTO

Terna ritiene che una piena integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico sia 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.



FATTORI ABILITANTI PER LA TRANSIZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

In particolare, gli obiettivi energetici e climatici di medio termine, tra cui il phase out, sebbene particolarmente ambiziosi, risultano essere pienamente raggiungibili assicurando i livelli standard di adeguatezza e sicurezza del sistema a condizione che sia accompagnato da specifiche misure e soluzioni, come lo sviluppo delle infrastrutture di rete.

Tra le misure necessarie da adottare entro il 2025, si evidenziano:



#### IMPLEMENTAZIONE DEGLI INTERVENTI PREVISTI NEL PIANO DI SVILUPPO E SICUREZZA

- Tra gli investimenti è inclusa la realizzazione del nuovo collegamento *Tyrrhenian Link*, per il quale è necessario procedere ad un fast track autorizzativo al fine di abilitarne la realizzazione nei tempi necessari per il phase out. Prevista l'installazione di 4.500MVar di Compensatori Sincroni.

#### REALIZZAZIONE DI NUOVA CAPACITÀ TERMOELETTRICA EFFICIENTE

- Le analisi di Terna mettono infatti in evidenza che il sistema elettrico necessita di una capacità installata di generazione termoelettrica non inferiore a circa 54 GW per rispettare i criteri di adeguatezza adottati a livello nazionale e comunitario. Per garantire questo livello di capacità termoelettrica installata al 2025, tenendo conto sia dell'evoluzione attesa della domanda sia della dismissione degli impianti a carbone e dei rimanenti impianti ad olio combustibile, sarà necessario realizzare 5,4 GW di generazione addizionale programmabile e flessibile alimentata a gas (in linea con il PNIEC).

#### SISTEMI DI ACCUMULO

- Realizzazione di nuova capacità di accumulo centralizzato: 3 GW di impianti di pompaggio e storage elettrochimico. Per lo sviluppo di nuova capacità di accumulo idroelettrico è necessario istituire una cabina di regia con tutte le istituzioni ed enti locali coinvolti per l'individuazione dei siti idonei, la semplificazione dei processi autorizzativi e la definizione di procedure di contrattualizzazione a termine e remunerazione ad-hoc che ne promuovano la gestione ottimale per il sistema.

### AZIONI MINIME NECESSARIE AL 2025 (RISPETTO AL 2017) PER IL PHASE OUT DAL CARBONE



#### Investimenti di Rete

- Piano di Sviluppo 2019 e Piano Sicurezza 2019

- Installazione di compensatori sincroni (4500 MVAR)



#### Generazione flessibile

+5,4 GW  
nuova capacità gas



#### FER

+12 GW  
nuova capacità FER



#### DSR

+1 GW  
demand-side response

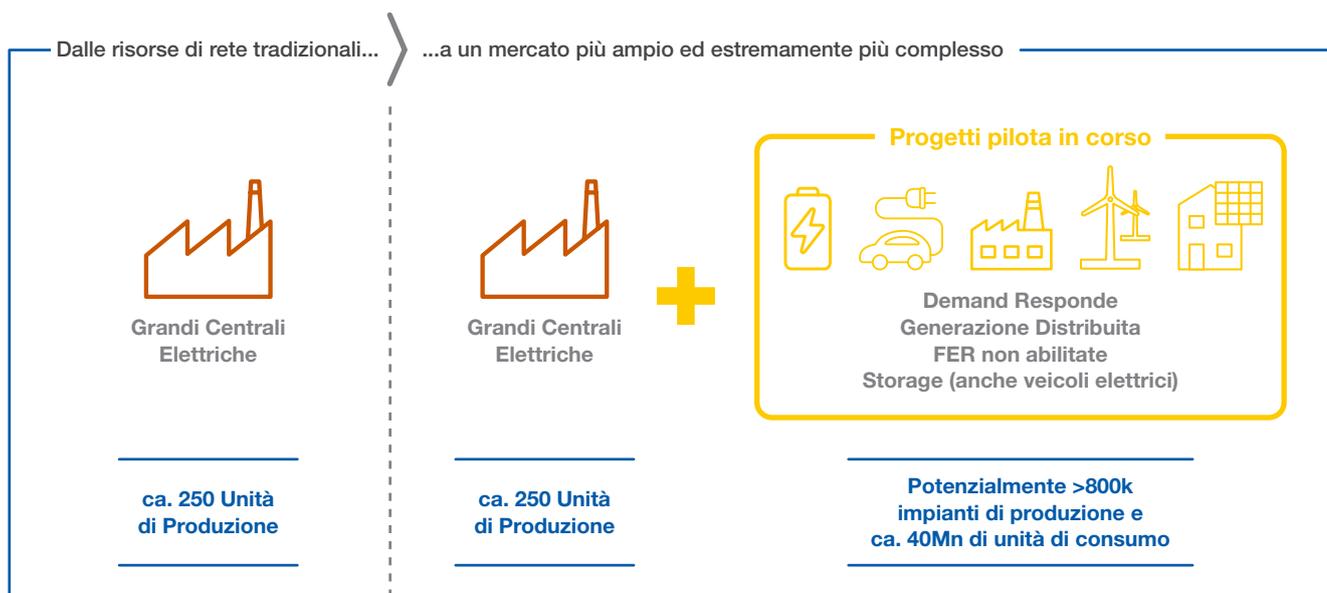


#### Storage

+3 GW  
nuova capacità accumulo

## Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse

In aggiunta, tra i fattori abilitanti di questa trasformazione, si possono individuare da un lato le nuove tecnologie digitali, che consentono di raccogliere informazioni a basso costo (es. IoT, smart meter), di trasferire grandi flussi di dati con soluzioni affidabili di connettività (es. fibra ottica, 5G) e di stoccare e analizzare i dati in maniera efficace (es. advanced analytics), dall'altro gli investimenti in progetti di innovazione che mettono insieme le nuove soluzioni digitali permettendo di affrontare le nuove sfide del contesto energetico.

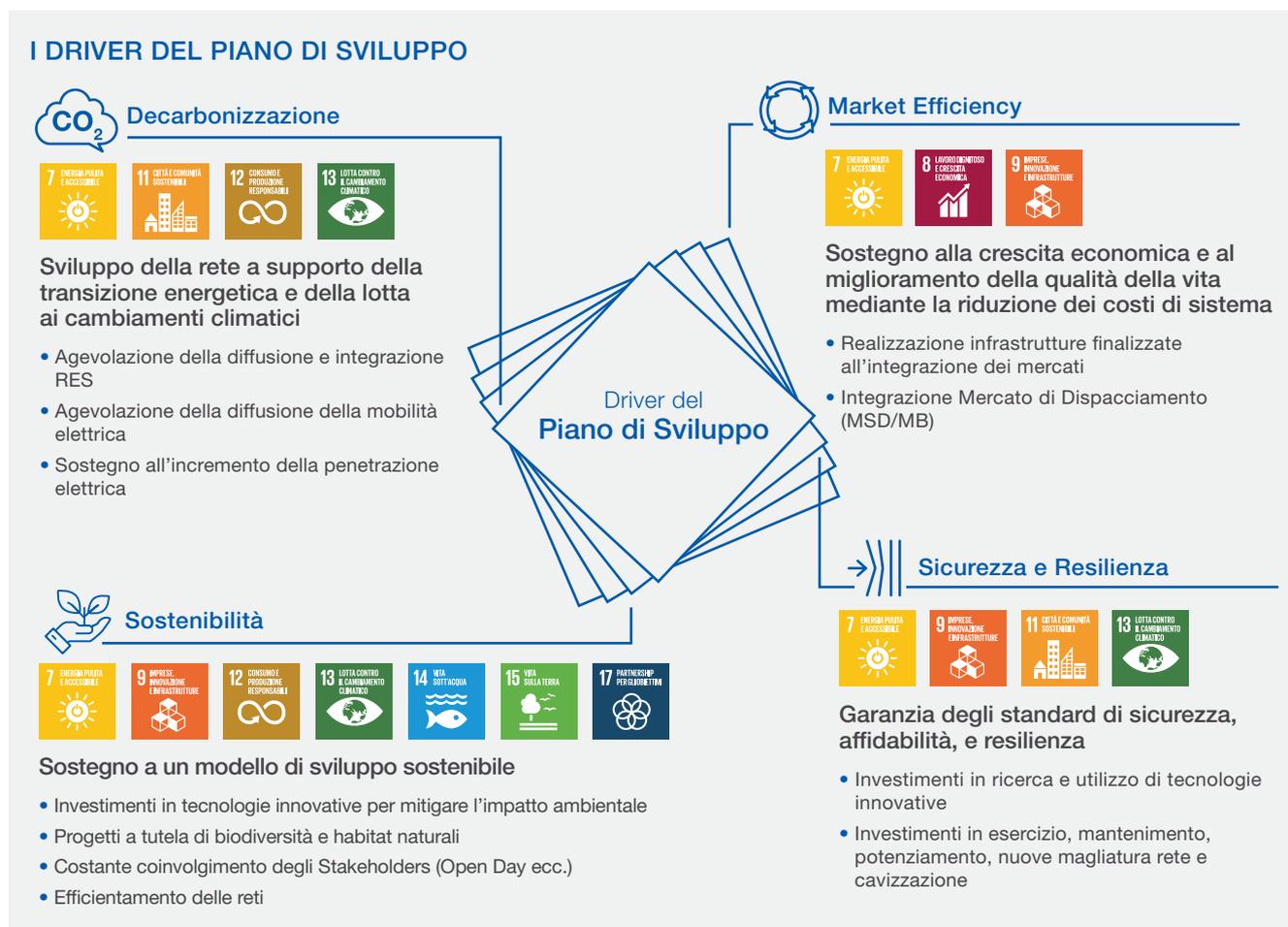


## UN PIANO SOSTENIBILE PER OBIETTIVI POSSIBILI

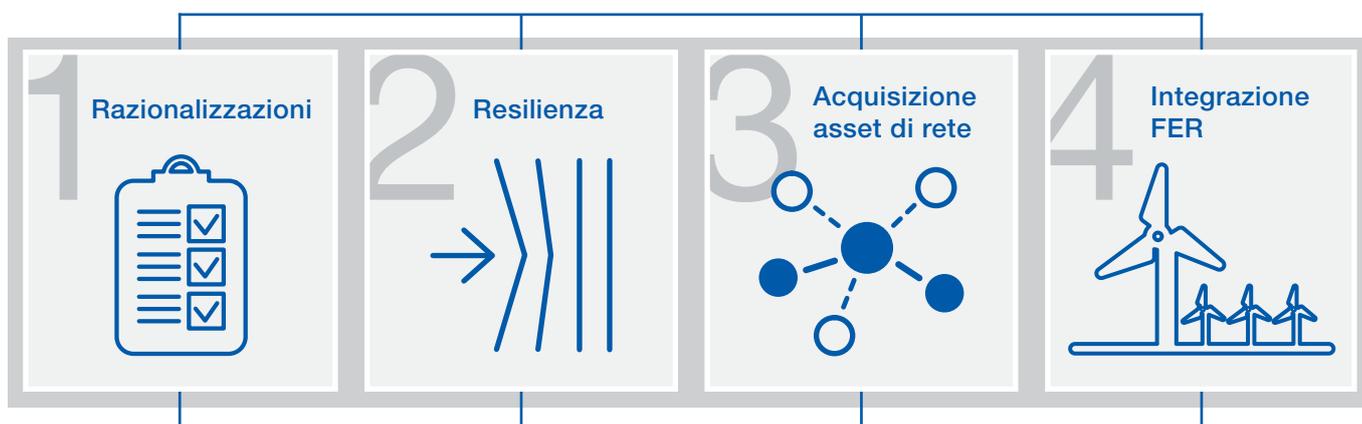
Lo sviluppo della rete rappresenta uno dei principali fattori abilitanti del processo, complesso e sfidante, di transizione verso il sistema energetico futuro. Il Piano di Sviluppo di Terna ha come obiettivo quello di disegnare la rete di domani pianificando lo sviluppo delle infrastrutture sulla base di driver ritenuti fondamentali nella definizione degli interventi:

- > **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.

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 energetica basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture.



Al tempo stesso Terna individua specifiche linee guida alla base del processo di pianificazione, ovvero attenzione al territorio, esercizio della rete e sostenibilità ambientale, declinate nelle seguenti linee di azione:







# 1

## La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

In questo capitolo è rappresentato il processo di pianificazione dello Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale adottato per predisporre il Piano di Sviluppo, sulla base delle necessità emergenti e dagli indirizzi europei e nazionali in termini di politica energetica



# 3

## Scenari

Nel capitolo viene descritto il contesto internazionale e nazionale nel quale si colloca il processo di definizione degli scenari energetici, indicando inoltre quelli che sono stati selezionati da Terna ai fini della valutazione mediante Analisi Costi Benefici degli interventi di sviluppo della RTN



# 5

## Nuovi sviluppi

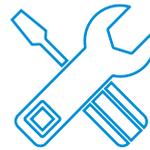
Nel capitolo sono riportate le nuove attività di sviluppo della RTN in risposta alle principali esigenze di rete sia attuali che previsionali



# 2

## Lo stato del sistema elettrico

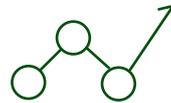
Il capitolo descrive lo stato del sistema elettrico nazionale, con un focus sulla rete e sui mercati energetici, evidenziando anche gli impatti della transizione energetica sulla gestione del sistema



# 4

## Necessità di sviluppo

Nel capitolo viene descritto il processo di individuazione delle esigenze del sistema elettrico nazionale, propedeutico all'identificazione delle necessità di sviluppo della rete, e sono riportati gli interventi che maggiormente rispondono a tali esigenze, in linea con i driver di piano



# 6

## Benefici per il sistema

Nel capitolo vengono presentati gli impatti e i benefici derivanti dall'attuazione del Piano di Sviluppo, sulla base delle analisi effettuate

# Indice

## 1

<b>La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica</b>	<b>17</b>
1.1 Fattori abilitanti la transizione energetica	18
1.1.1 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	20
1.1.2 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	20
1.2 Pianificazione coordinata tra TSO in ambito europeo	23
1.2.1 I driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea	23
1.2.2 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)	24
1.2.3 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI)	27
1.2.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)	28
1.3 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali	31
1.4 Driver di Piano	41
Decarbonizzazione	42
Market efficiency	43
Sicurezza, qualità e resilienza	44
Sostenibilità	44
1.5 Linee di azione	45
1.5.1 Razionalizzazioni	45
1.5.2 Resilienza	46
1.5.3 Acquisizione asset di rete	47
1.5.4 Integrazione FER	47
1.6 Sostenibilità	48
1.6.1 Nuovi indicatori ambientali per l'Analisi Costi Benefici	52
1.7 Stakeholders engagement	54
1.8 Variazioni dell'ambito della RTN	61
1.8.1 Proposte di variazione dell'ambito della RTN	61
1.9 Innovazioni tecnologiche/progetti finanziati in ambito europeo	63
1.9.1 Le reti intelligenti nel nuovo contesto elettrico	63

## 2

<b>Lo stato del sistema elettrico</b>	<b>75</b>
2.1 La Rete di Trasmissione Nazionale e le zone di mercato	76
2.1.1 La Rete di Trasmissione Nazionale	76
2.1.2 La suddivisione in zone di Mercato	78
2.2 Mix di generazione ed evoluzione delle FER	79
2.2.1 Evoluzione del mix di generazione	79
2.2.2 Sviluppo delle fonti rinnovabili	81
2.3 La domanda elettrica e l'evoluzione del "Carico Residuo"	83
2.3.1 Profili di domanda	83
2.3.2 Copertura del fabbisogno	87
2.3.3 L'evoluzione del Carico Residuo	88
2.4 Impatti sul sistema elettrico	90
2.4.1 Qualità del servizio	91
2.4.2 Sicurezza	96
2.4.3 Efficienza	104
2.5 Resilienza	107
2.5.1 L'indice di resilienza per la trasmissione	118
2.5.2 Coordinamento con i distributori ai fini della resilienza	119

2.6	Adeguatezza	120
2.6.1	<i>Il Mid-term Adequacy Forecast 2019</i>	124
2.7	Distribuzione territoriale delle criticità	127
2.8	Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	129
2.8.1	<i>Area Nord-Ovest</i>	129
2.8.2	<i>Area Nord</i>	130
2.8.3	<i>Area Nord-Est</i>	132
2.8.4	<i>Area Centro-Nord</i>	133
2.8.5	<i>Area Centro Sud</i>	134
2.8.6	<i>Area Sud</i>	135
2.8.7	<i>Area Sicilia</i>	137
2.8.8	<i>Area Sardegna</i>	138
2.9	Strumenti tecnologici a supporto del sistema	140
2.10	Il mercato elettrico	141
2.10.1	<i>Il funzionamento del mercato elettrico in Italia</i>	141
2.10.2	<i>Il Mercato del Giorno Prima (MGP)</i>	143
2.10.3	<i>Il Market Coupling</i>	153
2.10.4	<i>Il Mercato Infragiornaliero (MI)</i>	157
2.10.5	<i>Il Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (MSD)</i>	157
2.10.6	<i>Il ruolo delle risorse nella fornitura di servizi</i>	163
2.10.7	<i>Il ruolo degli impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico</i>	164
2.11	Misure di mitigazione del potere di mercato	172
2.11.1	<i>Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico</i>	172

# 3

<b>Scenari</b>	<b>175</b>	
3.1	Introduzione	176
3.2	Il contesto internazionale e il ruolo degli scenari energetici	177
3.3	Gli Scenari ENTSOs	181
3.3.1	<i>Il processo europeo</i>	181
3.3.2	<i>Le storyline europee</i>	182
3.4	Gli scenari del Piano di Sviluppo 2020	187
3.4.1	<i>Gli scenari nazionali di riferimento</i>	187
3.4.2	<i>Individuazione degli scenari di Piano</i>	190
3.4.3	<i>Principali parametri energetici degli scenari</i>	192

# 4

## Necessità di sviluppo

205

4.1	Esigenze del Sistema Elettrico	206
4.1.1	<i>Simulazioni di mercato</i>	206
4.1.2	<i>Analisi dei requisiti di sistema</i>	210
4.2	Necessità di sviluppo infrastrutturale	215
4.2.1	<i>Interventi per Sicurezza, qualità e resilienza</i>	215
4.2.2	<i>Interventi per la Decarbonizzazione</i>	221
4.2.3	<i>Interventi per Market Efficiency</i>	227
4.2.4	<i>Interventi per la Sostenibilità Sistemica</i>	238
4.3	Piano minimo di realizzazioni	247

# 5

## Nuovi sviluppi

253

5.1	Nuovi interventi previsti nel PdS	254
5.1.1	<i>Area Nord Ovest</i>	256
5.1.2	<i>Area Nord</i>	258
5.1.3	<i>Area Nord-Est</i>	261
5.1.4	<i>Area Centro-Nord</i>	269
5.1.5	<i>Area Centro</i>	273
5.1.6	<i>Area Sud</i>	280
5.1.7	<i>Area Sicilia</i>	290
5.1.8	<i>Area Sardegna</i>	297

# 6

## Benefici per il sistema

303

6.1	I benefici per il sistema	304
6.2	Scambi energetici nel medio e lungo termine	305
6.2.1	<i>Scambi energetici nel medio periodo</i>	306
6.2.2	<i>Scambi energetici nel medio/lungo periodo</i>	307
6.2.3	<i>Scambi energetici nel lungo periodo</i>	308
6.3	Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	310
6.4	Riduzione delle congestioni interzonali	311
6.5	Incremento adeguatezza del Sistema Elettrico	314
6.6	Riduzione Emissioni CO <sub>2</sub>	317



“

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 - razionalizzazione e resilienza della rete, acquisizione degli asset e integrazione delle fonti rinnovabili - il Piano di Sviluppo di Terna è il principale strumento di evoluzione del sistema energetico.”



oltre **14**  
mld € totali

Investimenti  
complessivi  
Piano di Sviluppo



**55%**

Penetrazione  
delle rinnovabili



# 1

## La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

1.1	Fattori abilitanti la transizione energetica	18
1.2	Pianificazione coordinata tra TSO in ambito europeo	23
1.3	Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali	31
1.4	Driver di Piano	41
1.5	Linee di azione	45
1.6	Sostenibilità	48
1.7	Stakeholders engagement	54
1.8	Variazioni dell'ambito della RTN	61
1.9	Innovazioni tecnologiche/progetti finanziati in ambito europeo	63

# Fattori abilitanti la transizione energetica



A partire dalla seconda metà del Novecento i **consumi globali di energia sono cresciuti esponenzialmente**, quindi la crescita economica e demografica è avvenuta tramite un sistema energetico basato principalmente sull'utilizzo di **combustibili fossili**, che ancora oggi rappresentano la principale fonte energetica a livello globale.

La produzione di energia da fonti fossili è tra i principali responsabili delle **emissioni di gas a effetto serra di origine antropica** (tra cui CO<sub>2</sub>), riconosciute come causa di significativi **impatti ambientali e climatici**, tra cui l'incremento della temperatura media globale e l'intensificarsi di eventi naturali catastrofici. Già oggi il surriscaldamento del pianeta causato dall'azione dell'uomo è stimato intorno a 1°C, con un trend di crescita di +0,2°C per decade.

**Il modello energetico su cui si è costruita la crescita del pianeta degli ultimi anni non è più sostenibile** e da ciò deriva l'impegno a livello globale per una progressiva e quanto più rapida possibile **decarbonizzazione ed efficientamento** di tutti i settori energetici.

La crescente e diffusa consapevolezza di questi fattori ha fatto crescere l'attenzione sulle tematiche di tipo ambientale, spingendo alla stipula di **accordi internazionali** e alla definizione di politiche mirate al contenimento del surriscaldamento climatico causato dall'incremento di gas serra in atmosfera. Vanno in questa direzione gli **accordi di Parigi** del 2015 nell'ambito del COP21, in cui 185 paesi hanno proposto i loro impegni per contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali.



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

In Italia, in particolare, la quota di elettrificazione dei consumi finali è cresciuta dal 17% nel 1990 al 22% nel 2017, mentre la quota FER sul consumo di energia elettrica ha raggiunto nel 2018 il 35% grazie all'integrazione di oltre 30 GW di nuovi impianti rinnovabili nel Sistema Elettrico.

La trasformazione è in atto, ma la strada per la decarbonizzazione è ancora lunga e gli obiettivi da raggiungere nei prossimi anni rimangono estremamente sfidanti. I target fissati all'interno della proposta del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) prevedono, infatti, che oltre al completo phase out dal carbone entro il 2025, nel 2030 le FER coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%). Rendere possibile questo cambiamento implica una serie di sfide da affrontare perché il processo si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio.

Le variazioni del contesto (incremento FER, dismissione di impianti termoelettrici, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi - e in misura maggiore negli scenari prospettici - significativi impatti sulla gestione della rete da parte del TSO, che si esplicano nel delicato compito di bilanciare in ogni istante produzione e domanda di energia elettrica, garantendo ai consumatori una fornitura di energia sicura, costante ed affidabile.

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

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 della *Figura 1*.

FIGURA 1 *Fattori abilitanti la transizione energetica*



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. 9 del Disciplinare di Concessione stabilisce che Terna debba predisporre annualmente un Piano di Sviluppo decennale, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite 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.

### 1.1.1 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete<sup>1</sup>, 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".

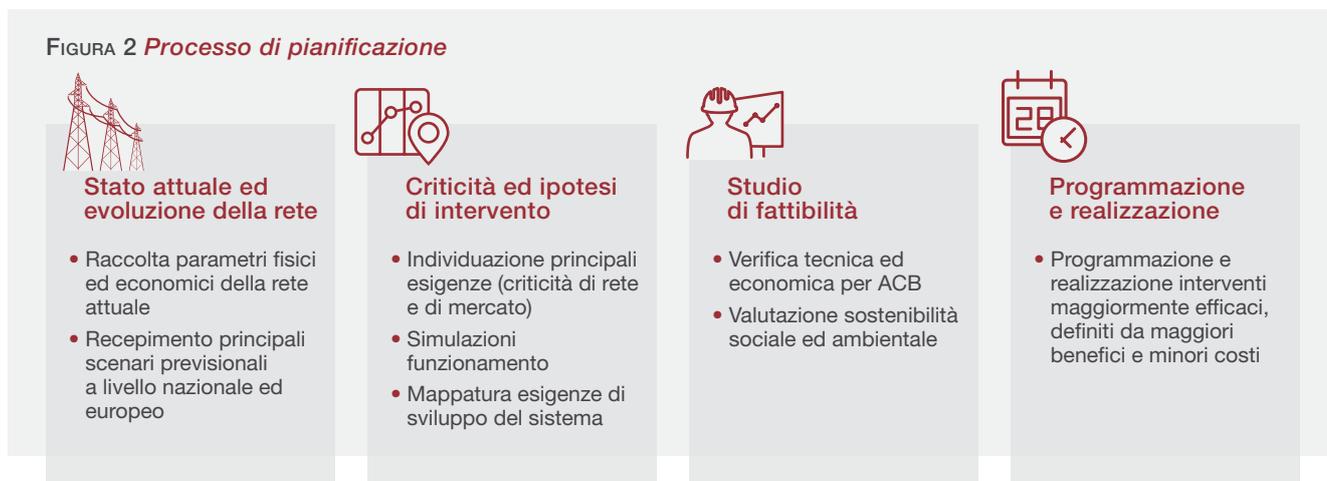
Il processo di pianificazione dello sviluppo della RTN è orientato:

- 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.



### 1.1.2 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 elettrico<sup>2</sup>;
- l'evoluzione e la distribuzione dei consumi;
- l'evoluzione della produzione di energia elettrica.

<sup>1</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

<sup>2</sup> 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 energetica e il conseguente sviluppo di nuova capacità da fonte rinnovabile non programmabile aprono 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:

- **Staticità:** gli impianti fotovoltaici, ed in parte anche gli impianti eolici, sono gruppi “statici” con nessuna/scarsa capacità di fornire al sistema elettrico servizi di regolazione di frequenza e tensione e di inerzia meccanica necessari per garantire l’equilibrio della rete, oggi forniti per lo più da impianti di generazione tradizionali.
- **Numerosità:** l’incremento delle FER si accompagna ad un significativo incremento del numero degli impianti connessi per lo più in Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT). In Italia, il numero dei generatori è passato da circa 3.000 nell’anno 2000 agli attuali circa 850.000.
- **Localizzazione e non simultaneità:** le fonti rinnovabili sono geograficamente localizzate dove la risorsa naturale è disponibile, spesso lontano da dove si concentrano i consumi connessi alle attività antropiche.

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”.

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.



# Pianificazione coordinata tra TSO in ambito europeo

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.

## 1.2.1 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.

Le principali norme introdotte dal "Terzo Pacchetto Energia" relativamente al settore elettrico sono incluse nei seguenti documenti:

- la Direttiva 2009/72/CE<sup>3</sup>, che definisce le norme comuni per il mercato interno dell'energia, in sostituzione della Direttiva 2003/54/CE;
- il Regolamento (CE) n. 713/2009<sup>4</sup>, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione fra le Autorità di Regolazione Nazionali del sistema elettrico (ACER)<sup>5</sup>;
- il Regolamento (CE) n. 714/2009<sup>6</sup>, che definisce gli scambi transfrontalieri di energia elettrica tra i paesi dell'Unione e le relative condizioni di accesso al sistema di trasmissione, in sostituzione del precedente Regolamento (CE) n. 1228/2003 (Regolamento Elettricità).

<sup>3</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:IT:PDF>

<sup>4</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:IT:PDF>

<sup>5</sup> Tra le altre attività, l'ACER supporta e coordina le Autorità di Regolazione Nazionali (NRAs) nello svolgimento dei propri compiti a livello Europeo, determinando così un nuovo contesto di riferimento in ambito sovranazionale per molte delle attività di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete di trasmissione elettrica a livello Europea e Regionale.

<sup>6</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:IT:PDF>

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 3), strettamente interconnesse e che si rafforzano a vicenda.

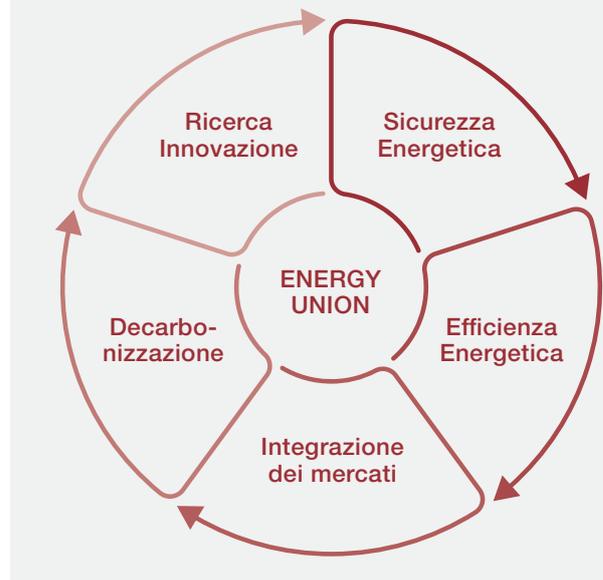
La necessità di dare impulso agli obiettivi dell’Energy Union non può prescindere dallo sviluppo delle infrastrutture tra i Paesi Europei: un obiettivo di interconnessione minima per l’energia elettrica, da raggiungere entro il 2020, è stato fissato al 15% della capacità di produzione elettrica installata 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 energetica verso l’attuazione degli obiettivi di riduzione di CO<sub>2</sub>, 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 ridefinisce gli strumenti e le strategie di sviluppo di tali corridoi infrastrutturali energetici<sup>7</sup>.

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) (riferimento al cap.3).

FIGURA 3 Le cinque dimensioni dell’Energy Union

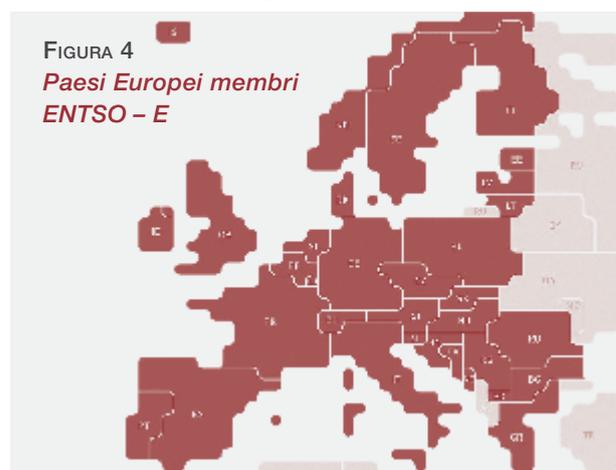


### 1.2.2 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

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 Paesi<sup>8</sup> (Figura 4). Lo scopo principale dell'ENTSO-E<sup>9</sup> 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).

FIGURA 4 Paesi Europei membri ENTSO - E



<sup>7</sup> Dal 1 gennaio 2014 il <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:IT:PDF> ha abrogato e sostituito la Decisione 1364/2006 (TEN-E) rispetto agli orientamenti in materia di reti energetiche trans-Europee.

<sup>8</sup> Il TSO turco è un "Observer Member" dal 2016, ruolo che viene periodicamente sottoposto a rinnovo.

<sup>9</sup> 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.

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.

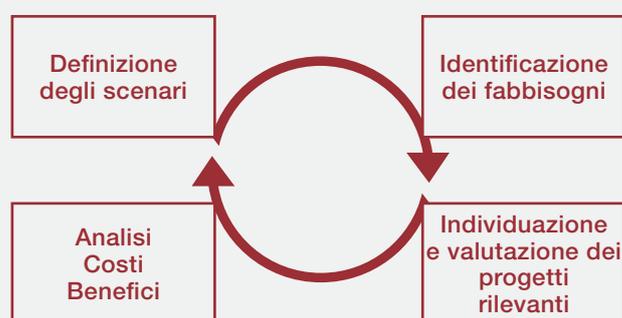
Il Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea (Ten-Years Network Development Plan - TYNDP) di ENTSO-E è, pertanto, il riferimento metodologico più completo ed aggiornato a livello europeo riguardante l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica e definisce gli investimenti che maggiormente 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.

### 1.2.2.1 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 di tutti i 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 5** rappresenta gli step principali per l'elaborazione del TYNDP.

**FIGURA 5** *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 energetica (si rimanda al capitolo tre per approfondimenti):

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

Nella definizione ed elaborazione degli scenari per il piano di sviluppo 2020 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. In **Figura 6** viene sintetizzato il processo in breve.

**FIGURA 6** *Identificazione dei fabbisogni*

#### **Analisi di mercato**

- 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

#### **Analisi della rete**

- Identificazione dei confini e delle contingenze
- Valutazione dei costi di incremento di capacità

#### **Analisi Regional Team**

- 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:

- *Security of Supply*: valutato tramite la capacità di riserva per la regolazione.
- *Renewable Integration*: valutazione effettuata secondo il RES Dumped Energy<sup>10</sup> e lo scenario di riferimento.
- *Social Economic Welfare*: valutato in base all'Analisi Costi Benefici e lo scenario di riferimento.

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.

In tema di incremento di interconnessione, il Consiglio Europeo nel 2014 ha invitato tutti gli Stati Membri a realizzare entro il 2020 infrastrutture di interconnessione con una capacità pari ad almeno il 10% della loro capacità di produzione di energia elettrica. Ciò significa che ogni Stato Membro dovrà disporre di infrastrutture che consentano di trasferire ai Paesi vicini almeno il 10% dell'energia elettrica prodotta dalle proprie centrali. La strategia europea inoltre prevede il raggiungimento di un target di interconnessione pari al 15% entro il 2030.

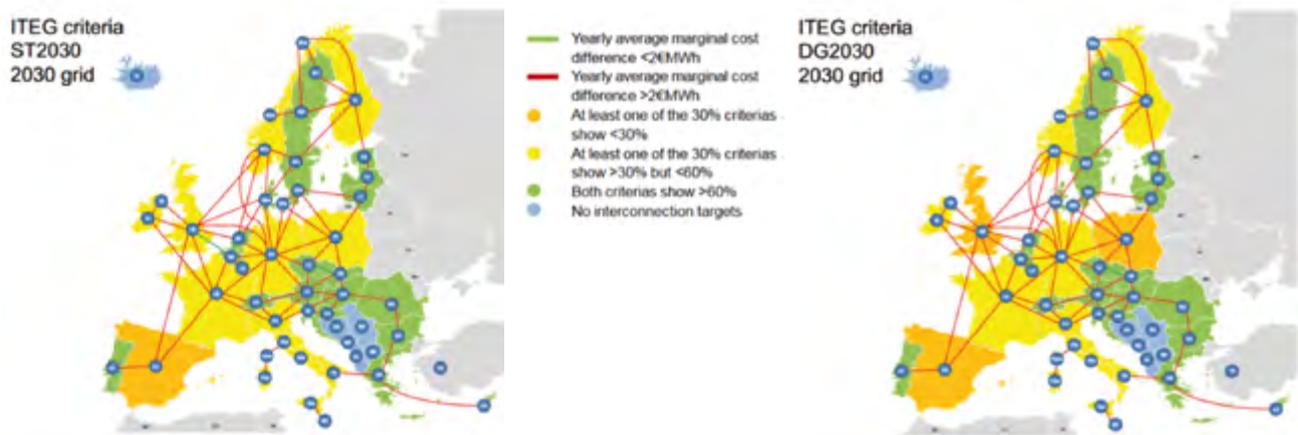
In particolare, nel TYNDP 2018 sono stati valutati gli interventi di interconnessione in relazione al target di cui sopra (vedi box sotto).

### “VERSO UN’EUROPA SOSTENIBILE ED INTEGRATA”

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



Il rapporto contiene le raccomandazioni per le prossime iniziative legislative dell'UE in relazione ai target di interconnessione elettrica al 2030. Come noto gli obiettivi di interconnessione elettrica (10% al 2020 e 15% al 2030) sono target politici definiti dal Consiglio Europeo del 2014 e misurati in relazione alla capacità di produzione di energia elettrica installata per tutti gli Stati Membri. Il TYNDP 2018 applica la metodologia definita dal gruppo esperti della commissione anche rispetto agli scenari.



Fonte: TYNDP 2018

### 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 (PCI).

A partire dalla ACB 2.0, 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. La nuova metodologia tiene conto delle osservazioni e feedback ricevuti dagli stakeholders.

<sup>10</sup> Indicatore che valuta il taglio di generazione delle fonti rinnovabili.

Di seguito le principali categorie di variabili utilizzate per valutare l'impatto di ciascun progetto:

- 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 CO<sub>2</sub>.
- 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 CO<sub>2</sub> 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.11 Costi evitati MSD.

### 1.2.3 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.

FIGURA 7

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



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 attraverso le frontiere, rendendo operativa la solidarietà tra gli Stati Membri e garantendo anche rotte di approvvigionamento energetico più competitivo ed efficiente (Figura 7).

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 PCI<sup>11</sup> 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.

<sup>11</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c\\_2019\\_7772\\_1\\_annex.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c_2019_7772_1_annex.pdf)

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 - CEF<sup>12</sup>).

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 del 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 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.

**FIGURA 8 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 Wurlmlach (AT) and Somplago (IT)
NSI West Electricity	Italia - Svizzera	World Energy	2.14 Interconnection between Thuis/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 8), possono essere ulteriormente consultati nelle apposite pagine web disponibili nel sito istituzionale di Terna e sul sito istituzionale della Commissione Europea nonché nel capitolo del presente documento dedicato ai progetti di interconnessione.

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

### 1.2.4 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 RES 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 9).

<sup>12</sup> 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.

La Commissione europea ha recentemente pubblicato 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 M€. 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 in data 6 Luglio 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. Tale esercizio rappresenta un passo fondamentale nel processo di integrazione dei sistemi elettrici dell'area Mediterranea, tra di loro e con i sistemi dei membri Entso-e. Il Piano ha identificato e valutato 14 nuove interconnessioni, per ognuna delle quali sono stati condotti approfondimenti tecnico economici al fine di determinare la profittabilità su un set di scenari evolutivi presi a riferimento comune.

Ad oggi l'Associazione, sulla base dell'esperienza consolidata del primo Progetto Mediterraneo, sta lavorando al Mediterranean Project II con l'ambizione di internalizzare sempre di più le attività necessarie allo svolgimento del Piano e aumentare la condivisione e sviluppo interno delle competenze necessarie alla pianificazione della rete mediterranea.

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.

**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.

**FIGURA 9 Organizzazione Med-TSO**

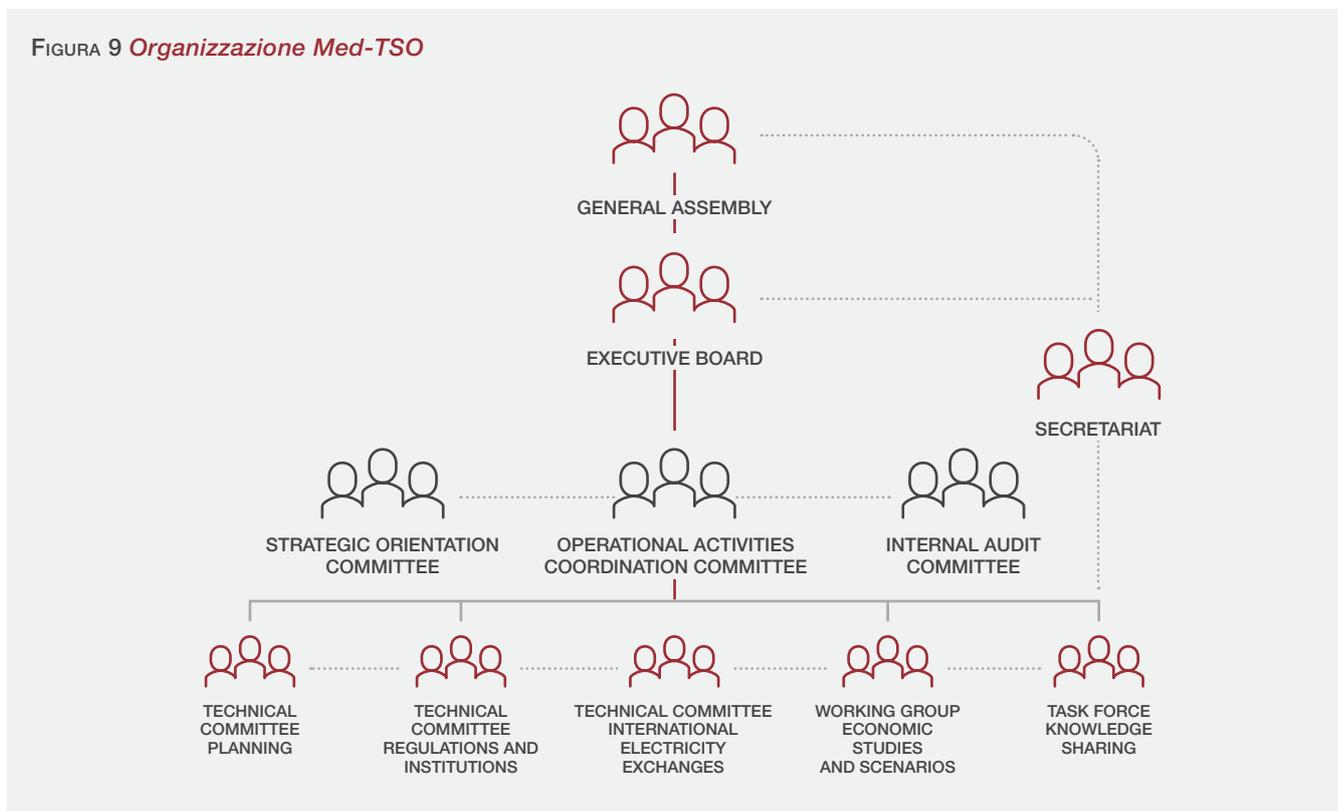


FIGURA 10 *Mapa della rete elettrica mediterranea (Deliverable del Mediterranean Project I)*



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 10*);
- 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.

# Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali

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:

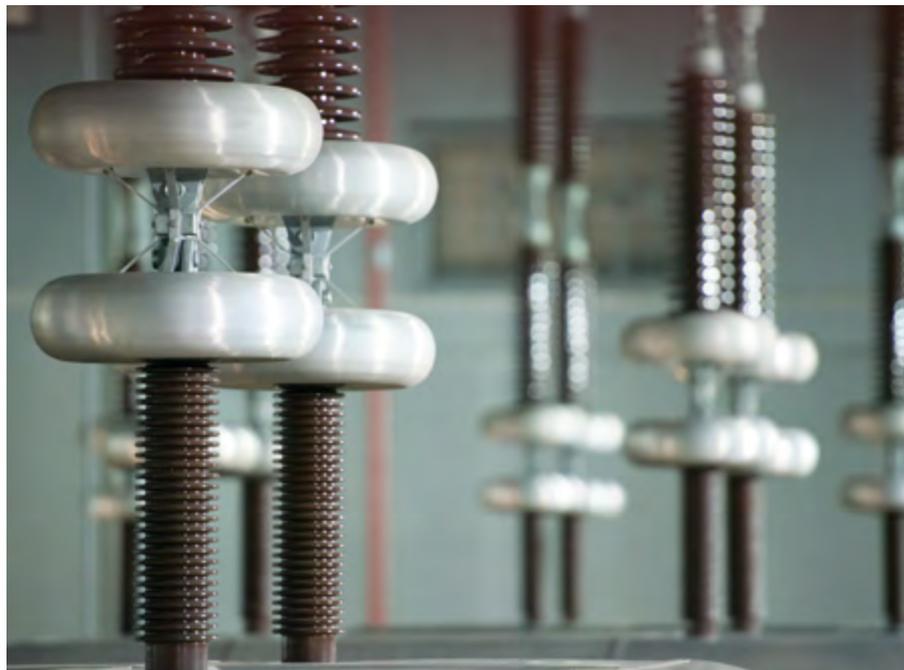
- Reti energetiche trans-europee (TEN-E);
- Reti di trasporto trans-europee (TEN-T);
- Reti di telecomunicazioni trans-europee (eTEN).

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 nell'anno 2019. In particolare, il focus sull'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti energetiche mostra l'impatto della transizione energetica 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 i 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 avviato 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 dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

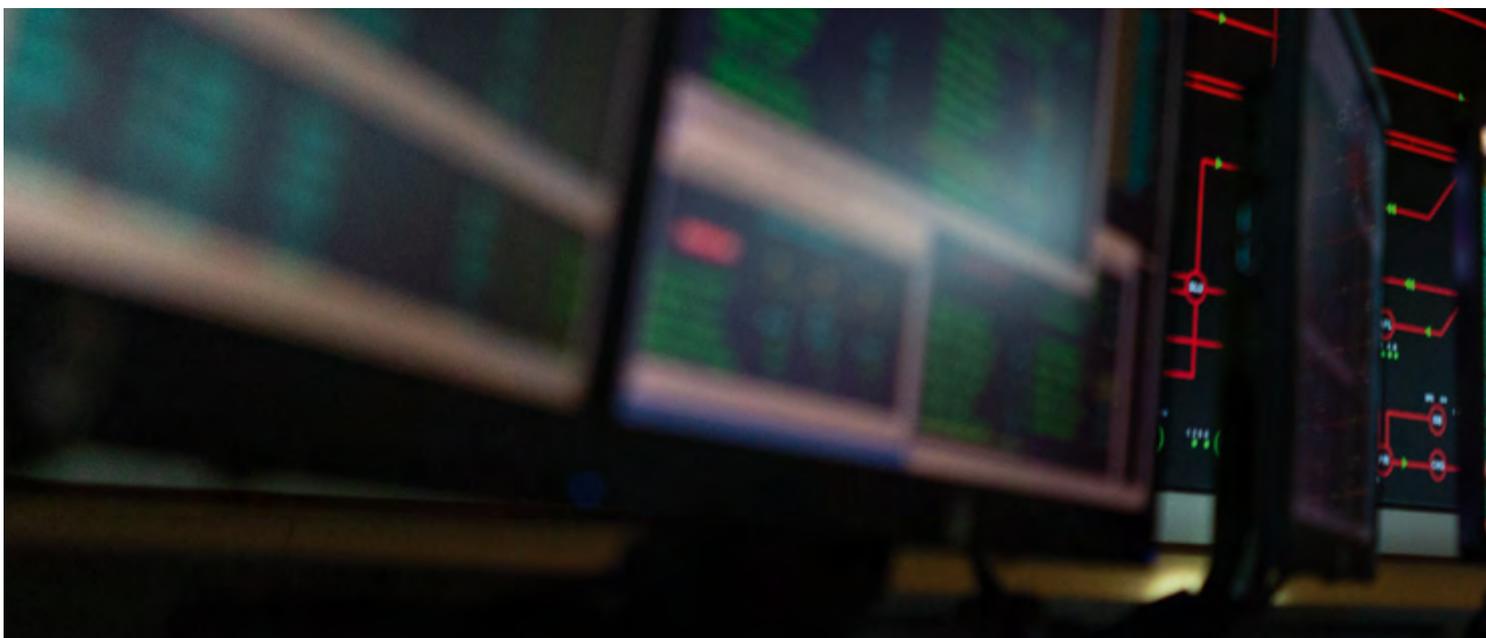
Inoltre, con Delibera 646/2015/R/eel "Testo Integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica" (TIQE) di ARERA, che a seguito dell'aggiornamento avvenuto con la Delibera 31/2018/R/eel, prevede:

- all'Art. 77.1 che "Le imprese distributrici predispongono un Piano, con orizzonte almeno triennale, finalizzato all'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica (Piano Resilienza)";
- all'Art. 78.3 che "Il Piano Resilienza deve essere costituito da un'apposita sezione dedicata del Piano Sviluppo della rete di distribuzione";
- all'Art. 78.5 che "Le principali imprese distributrici pubblicano sul proprio sito internet la sezione del Piano dedicata alla resilienza, corredata dai relativi elenchi, entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente l'orizzonte del piano)".

D'altra parte, Terna attraverso la pubblicazione del Piano, 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 attualmente tra 126 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.

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

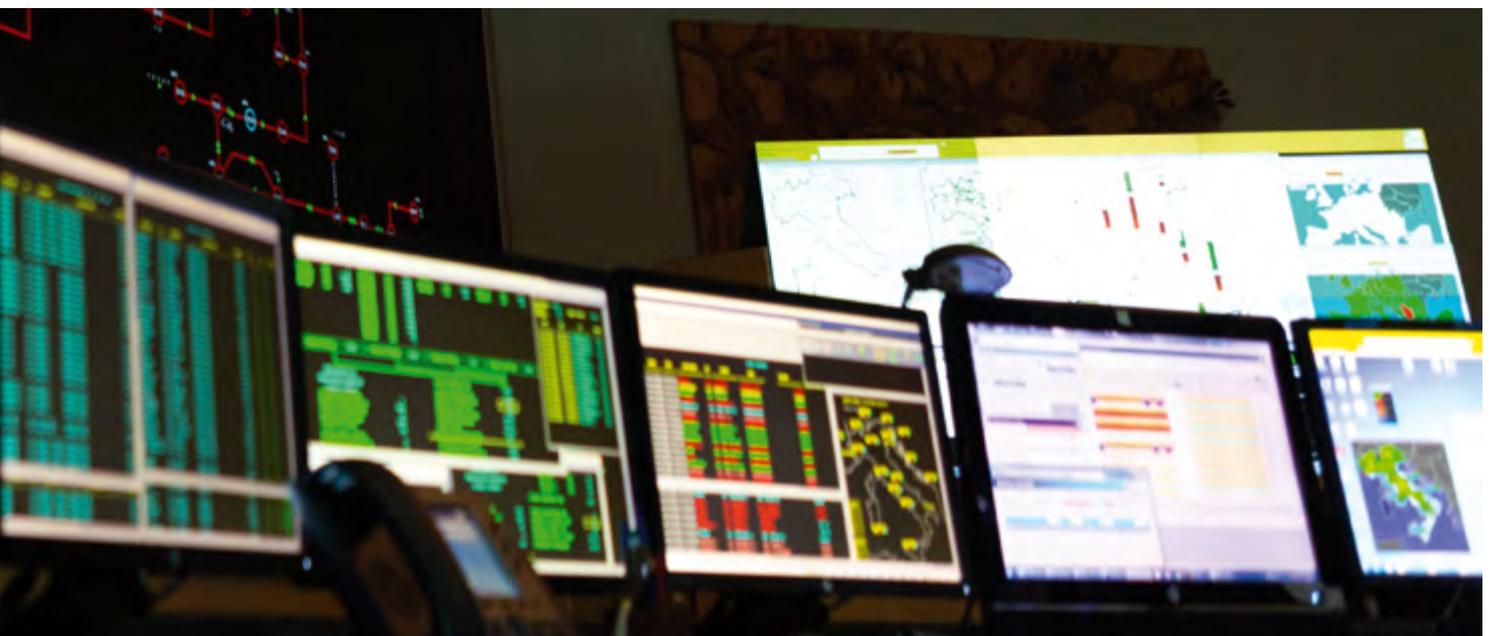
- quale **ruolo** potranno avere i **DSO** nei futuri mercati dei servizi: servizi locali (es. regolazione della tensione), risoluzione delle congestioni locali di rete, collaborazione nel reperimento dei servizi di bilanciamento, che essendo per sua natura "globale" vedrebbe un ruolo primario da parte dei **TSO**;
- quali **meccanismi di comunicazione** verranno implementati tra TSO e i DSO al fine di collaborare al fine del 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, in corso a livello continentale, tenendo conto dei risultati ottenuti dal progetto SmartNet (descritto nel paragrafo 1.9.1.1).

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, ritiene fondamentale:

- 1) Prevedere un processo di revisione della definizione e dei perimetri di fornitura dei servizi introducendo una gestione più flessibile del portafoglio servizi;
- 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);
- 3) Introdurre contrattualizzazione a lungo termine anche per i servizi ove necessario per stimolare gli investimenti.

Tuttavia, il raggiungimento degli obiettivi di policy da parte dell'Italia necessita un lavoro congiunto e coordinato dei principali attori del mondo energetico italiano, 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 Sviluppo, in analogia al processo europeo.



## 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. In questa direzione si colloca il progetto, oggi in corso di realizzazione del Brenner Basistunnel che interessa Terna, Rete Ferroviaria Italiana (RFI) e Provincia autonoma di Bolzano. Il progetto Brenner Basistunnel- tassello importante nel completamento del Corridoio Scandinavo-Mediterraneo, essendo uno dei 4 corridoi TEN-T che attraversano l'Italia e collegando Helsinki con la Valletta- vede una stretta sinergia tra la Provincia Autonoma di Bolzano, RFI e TERNA. 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, Maurizio Gentile, e Terna, Luigi Ferraris e continua con un forte coinvolgimento del territorio.

I ruoli dei diversi attori coinvolti nel progetto sono:

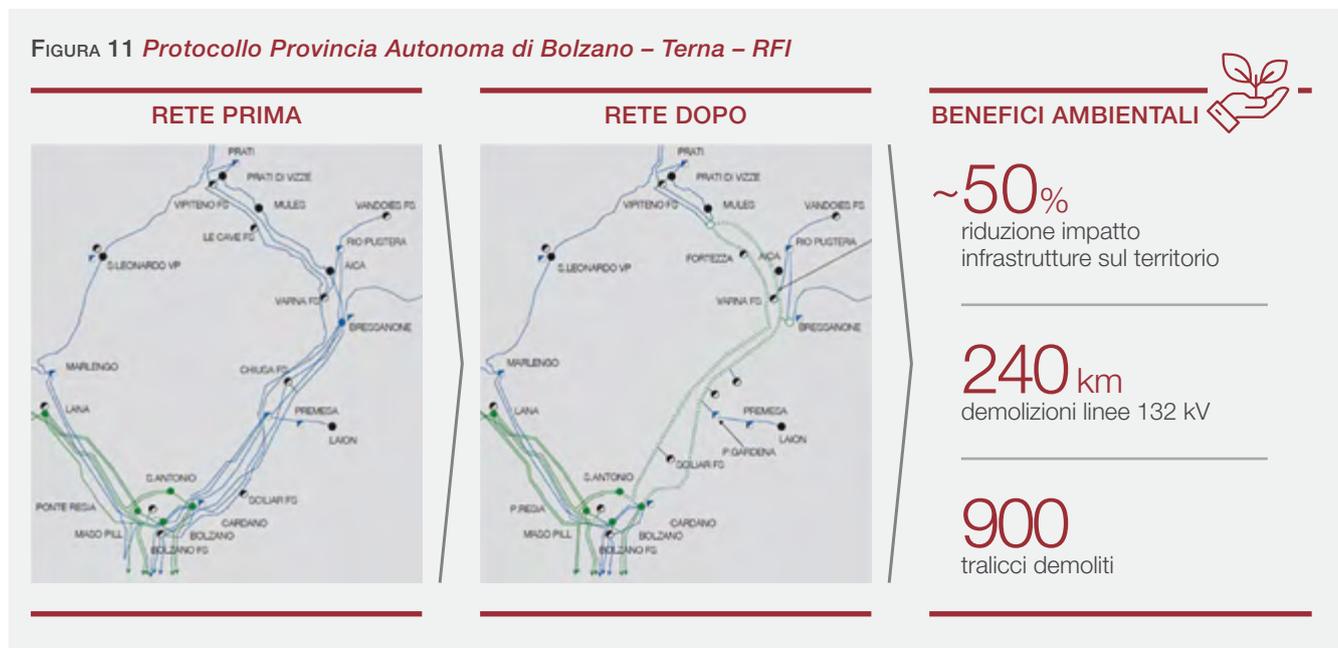
- RFI, per gli interventi funzionali all'alimentazione delle infrastrutture ferroviarie di potenziamento del corridoio del Brennero;
- Terna, per gli interventi di sviluppo per connessione;
- Provincia Autonoma di Bolzano, per gli interventi territoriali emergenti in fase di concertazione ed autorizzazione.

L'architettura individuata per la connessione e l'alimentazione della rete 220kV 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 (Figura 11).

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 (connessione con razionalizzazione) 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 rispetti le esigenze del territorio.

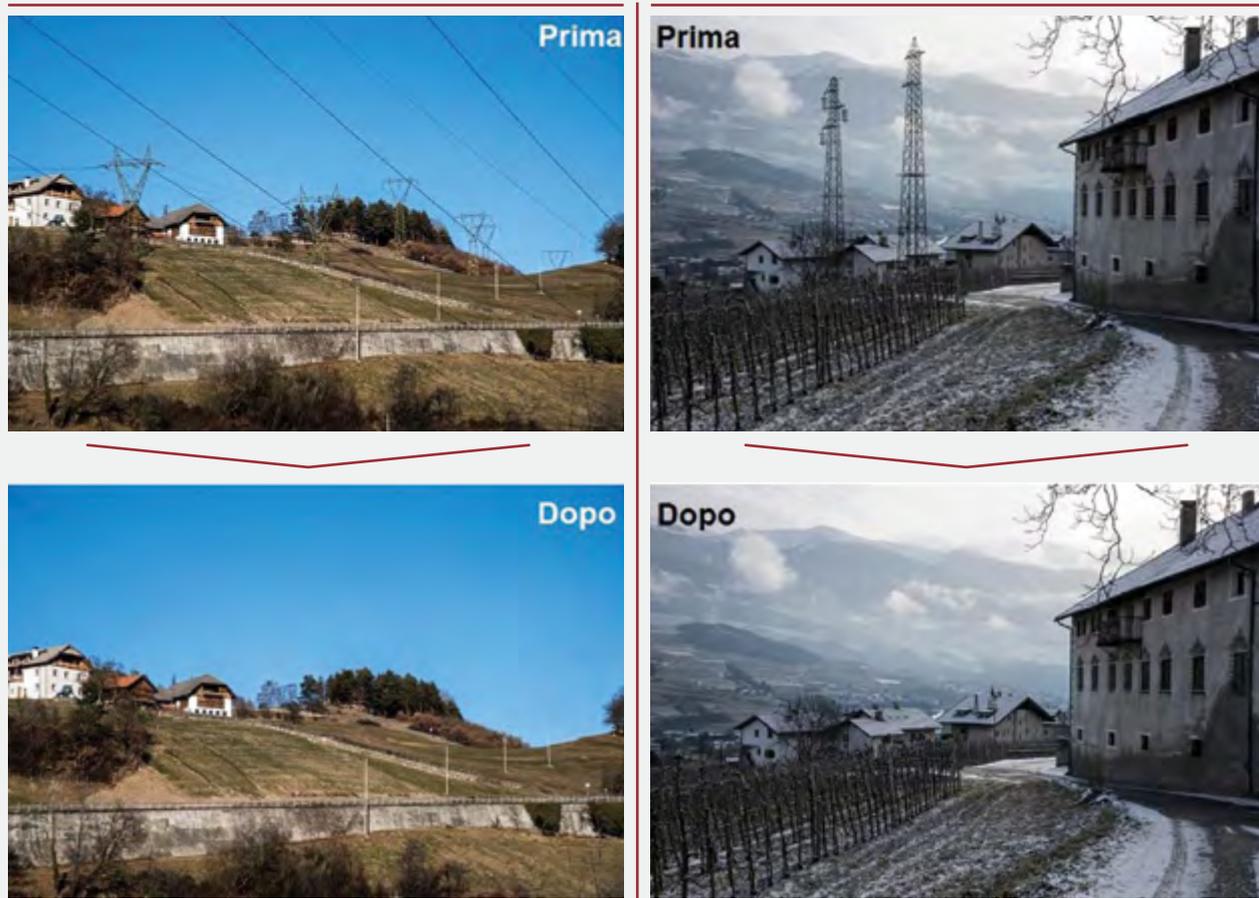
FIGURA 11 *Protocollo Provincia Autonoma di Bolzano – Terna – RFI*



Nello stesso tempo sono state poste come prioritarie le esigenze della popolazione locale e dell'ambiente (*Figura 12*).

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 12 *Esempio di intervento posto in essere*



Più in generale, l'integrazione di linee elettriche di trasmissione in 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;
- in un 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 13*. Per questi motivi, ciascun intervento è stato esplicitato con l'obiettivo, denominato integrazione RFI, al fine di mappare in maniera efficace le azioni volte a raggiungere la piena integrazione della rete ex-RFI.

In *Figura 14* 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 13 *Sviluppi Rete sinergici con Rete ex-RFI*

CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DESCRIZIONE
10 - P	<b>Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova</b>	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	<b>Elettrodotto 132 kV "Imperia – S. Remo"</b>	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.
302 - P	<b>Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano</b>	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".
320 - P	<b>Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia</b>	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
319 - P	<b>Anello 132 kV Riccione - Rimini</b>	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.
311 - P	<b>Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS – Orbetello FS"</b>	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	<b>Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia</b>	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.
321 - P	<b>Rete area Forlì/Cesena</b>	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.
612 - P	<b>Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania</b>	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.
245 - P	<b>Stazione 380 kV Larderello</b>	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).
346 - P	<b>Stazione 220 kV Colorno</b>	Interventi di riassetto rete AT funzionali a incrementare la magliatura con la rete ex RFI e garantire un miglior assetto ad isole di esercizio.
251 - P	<b>Stazione 132 kV Vipiteno</b>	L'intervento consentirà il miglior sfruttamento degli asset esistenti e l'integrazione con la Rete Srl (ex RFI).
250 - P	<b>Riassetto rete Caneva</b>	Riassetto rete alta tensione e superamento delle derivazioni rigide presenti nell'aria
249 - P	<b>Stazione 220 kV S.Floriano</b>	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
245 - P	<b>Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS – Mori</b>	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	<b>Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia</b>	Intervento di rimozione delle limitazioni lungo la direttrice Opicina Redipuglia
341 - P	<b>Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS</b>	Interventi di rimozione delle limitazioni e magliatura della rete
342 - P	<b>Direttrice 132 kV Colunga – Beverara FS – Grizzana FS</b>	Interventi finalizzata all'incremento della magliatura della rete e della resilienza del sistema elettrico
439 - P	<b>Riassetto area Chiusi</b>	Nuovo raccordo a 132 kV della CP Fabro in e-e all'elettrodotto «Orvieto – FS – Città della Pieve FS»
623 - P	<b>Elettrodotto 150 kV CP Lentini – SSE Lentini FS</b>	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la CP Lentini e la SSE Lentini FS
624 - P	<b>Elettrodotto 150 kV CP Siracusa Est – SSE Siracusa FS</b>	Nuovo raccordo a 150 kV dell'elettrodotto CP Siracusa Est – CP Siracusa 1 alla SSE Siracusa FS
257 - N	<b>Riassetto rete tra Castegnaro e Montegalda</b>	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 - N	<b>Riassetto rete tra Abano e Monselice</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT Verona</b>	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.

>>

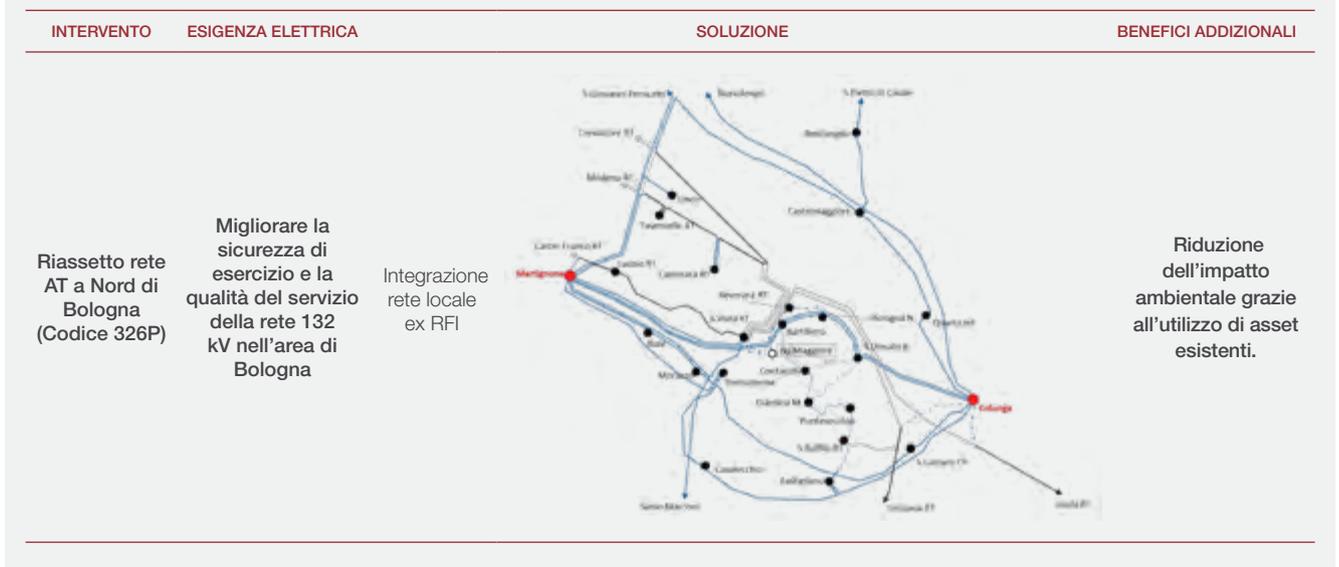
CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DESCRIZIONE
348 - N	<b>Razionalizzazione rete tra Parma e Piacenza</b>	La rete acquisita da RFI tra i comuni di Parma e Piacenza è utilizzata per fornire ulteriori vie di alimentazioni alle CP dell'area che possono risultare critiche in condizioni di alto carico.
441 - N	<b>Razionalizzazione rete AT Costa Marchigiana</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT S. Benedetto del Tronto</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT Appennino Umbro-Marchigiano</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT Golfo di Gioia Tauro</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione Rete AT Golfo di Santa Eufemia</b>	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 - N	<b>Nuovo elettrodotto 150 kV CP Foggia C. - Foggia RT</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT tra Barletta e Bari</b>	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.Ie.
625 - N	<b>Razionalizzazione rete AT area Caltanissetta</b>	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 - N	<b>Nuovo elettrodotto 150 kV Vallelunga RT - SE Cammarata</b>	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 Vallelunga 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.
257 - N	<b>Riassetto rete tra Castegnero e Montegalda</b>	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 - N	<b>Riassetto rete tra Abano e Monselice</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT Verona</b>	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.
348 - N	<b>Razionalizzazione rete tra Parma e Piacenza</b>	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.
441 - N	<b>Razionalizzazione rete AT Costa Marchigiana</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT S. Benedetto del Tronto</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT Appennino Umbro-Marchigiano</b>	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.

segue a pag. successiva

continua **FIGURA 13** *Sviluppi Rete sinergici con Rete ex-RFI*

CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DESCRIZIONE
549 - N	<b>Razionalizzazione rete AT Golfo di Gioia Tauro</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione Rete AT Golfo di Santa Eufemia</b>	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 - N	<b>Nuovo elettrodotto 150 kV CP Foggia C. - Foggia RT</b>	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 - N	<b>Razionalizzazione rete AT tra Barletta e Bari</b>	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.Ie.
625 - N	<b>Razionalizzazione rete AT area Caltanissetta</b>	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 - N	<b>Nuovo elettrodotto 150 kV Vallelunga RT - SE Cammarata</b>	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 Vallelunga 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.



FIGURA 14 *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'Île (Francia), denominata "Piemonte-Savoia", prevede complessivamente una capacità di scambio sulla frontiera di 1.200 MW. Si basa sull'utilizzo di soluzioni tecnologiche senza precedenti a livello mondiale ed è stato identificato dalla Commissione Europea tra i Progetti di Interesse Comune (PCI) a livello comunitario. 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

Nella tematica dell'elettrificazione dei consumi finali, e specificatamente in riferimento ai trasporti, l'ARERA ha espresso parere 394/2019/1/eel in merito allo schema di decreto MISE finalizzato a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica. In particolare, lo schema di decreto, stabilisce criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia, denominata vehicle-to-grid (V2G), di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica. Questo decreto è finalizzato a conseguire l'integrazione dei veicoli elettrici con la rete per la fornitura di servizi di dispacciamento, tramite l'identificazione dei criteri generali cui dovranno attenersi i soggetti coinvolti per la definizione delle relative regole di partecipazione. I criteri e le modalità dovranno essere tali da massimizzare i benefici per il sistema elettrico derivanti dalle caratteristiche peculiari delle batterie dei veicoli elettrici.

La connessione dei veicoli alle infrastrutture di ricarica creerà infatti una richiesta di extra potenza alla rete in alcune ore della giornata. La gestione intelligente delle ricariche tramite le colonnine V2G consentirà, in tal senso, alle vetture elettriche di supportare la gestione della rete elettrica, fornendo servizi volti a soddisfare le esigenze di flessibilità del sistema. La capacità fornita dalle auto elettriche contribuirà a stabilizzare la rete e, al contempo, ridurre il costo complessivo di esercizio della vettura stessa, grazie al beneficio economico derivante dai servizi forniti proprio alla rete elettrica.

In questo contesto l'Amministratore Delegato e Direttore Generale di Terna, Luigi Ferraris, e il Chief Operating Officer di FCA in EMEA, Pietro Gorlier, hanno firmato il 19 Settembre 2019 a Torino, un Memorandum of Understanding per la sperimentazione congiunta di tecnologie e servizi di mobilità sostenibile, come il Vehicle-to-Grid (V2G) che permette alle vetture elettriche di interagire con la rete grazie a un'infrastruttura di ricarica 'intelligente' (Figura x). La cooperazione tra le due società prevede la realizzazione presso la sede Terna di Torino dell'E-mobility Lab, un innovativo laboratorio tecnologico che 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. Inoltre, sarà avviato lo

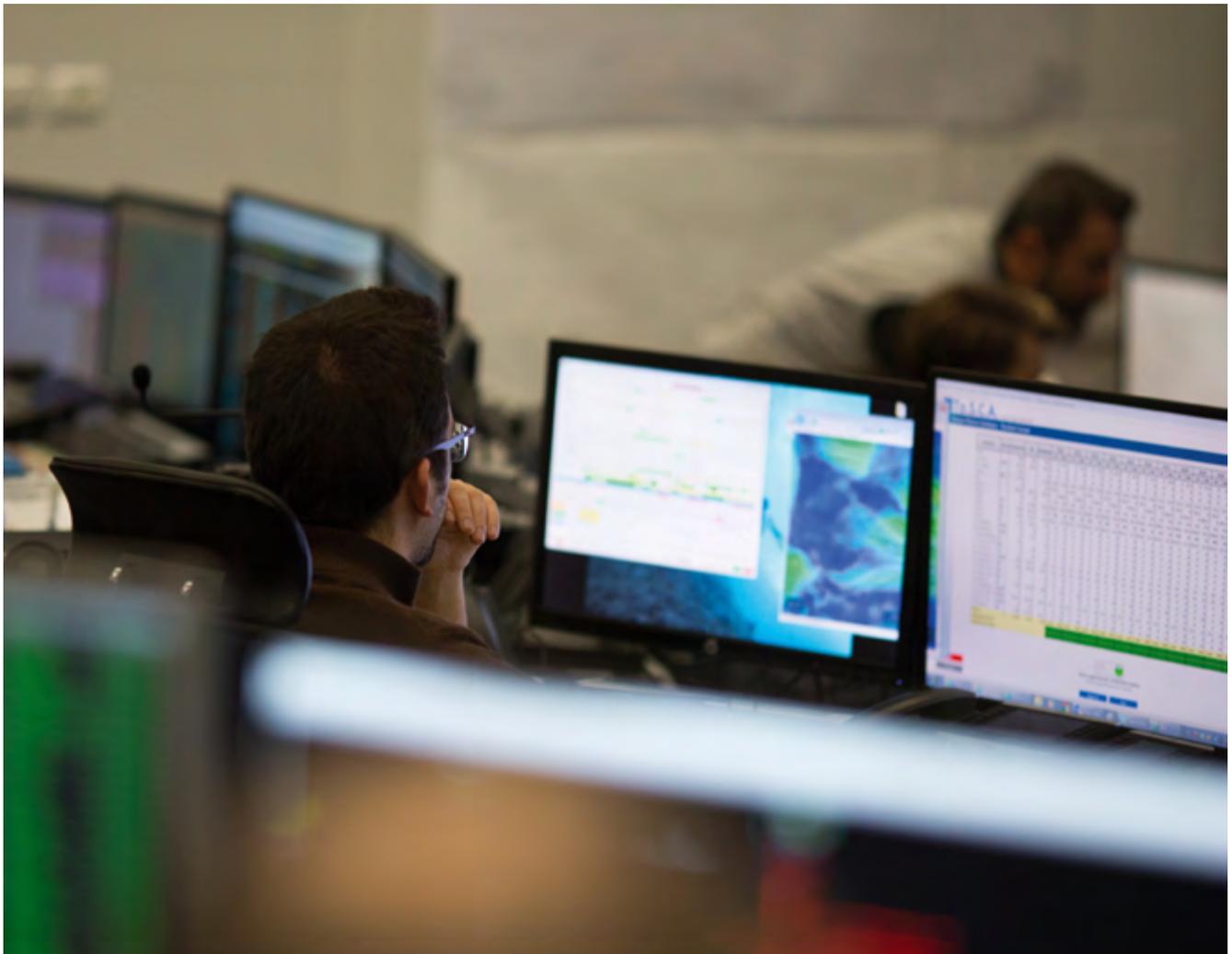
studio di fattibilità di una flotta dimostrativa sperimentale di vetture elettriche connesse alla rete attraverso un'infrastruttura V2G, da realizzarsi in un'area all'interno del complesso industriale FCA di Mirafiori.

### 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 abitarle 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 es: con l'installazione, sui sostegni, di sensori di monitoraggio e raccolta dati di diversa natura (temperatura, vibrazioni, ecc..).

Al fine di mitigare opportunamente gli effetti di tali fenomeni è 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.



1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

# Driver di Piano

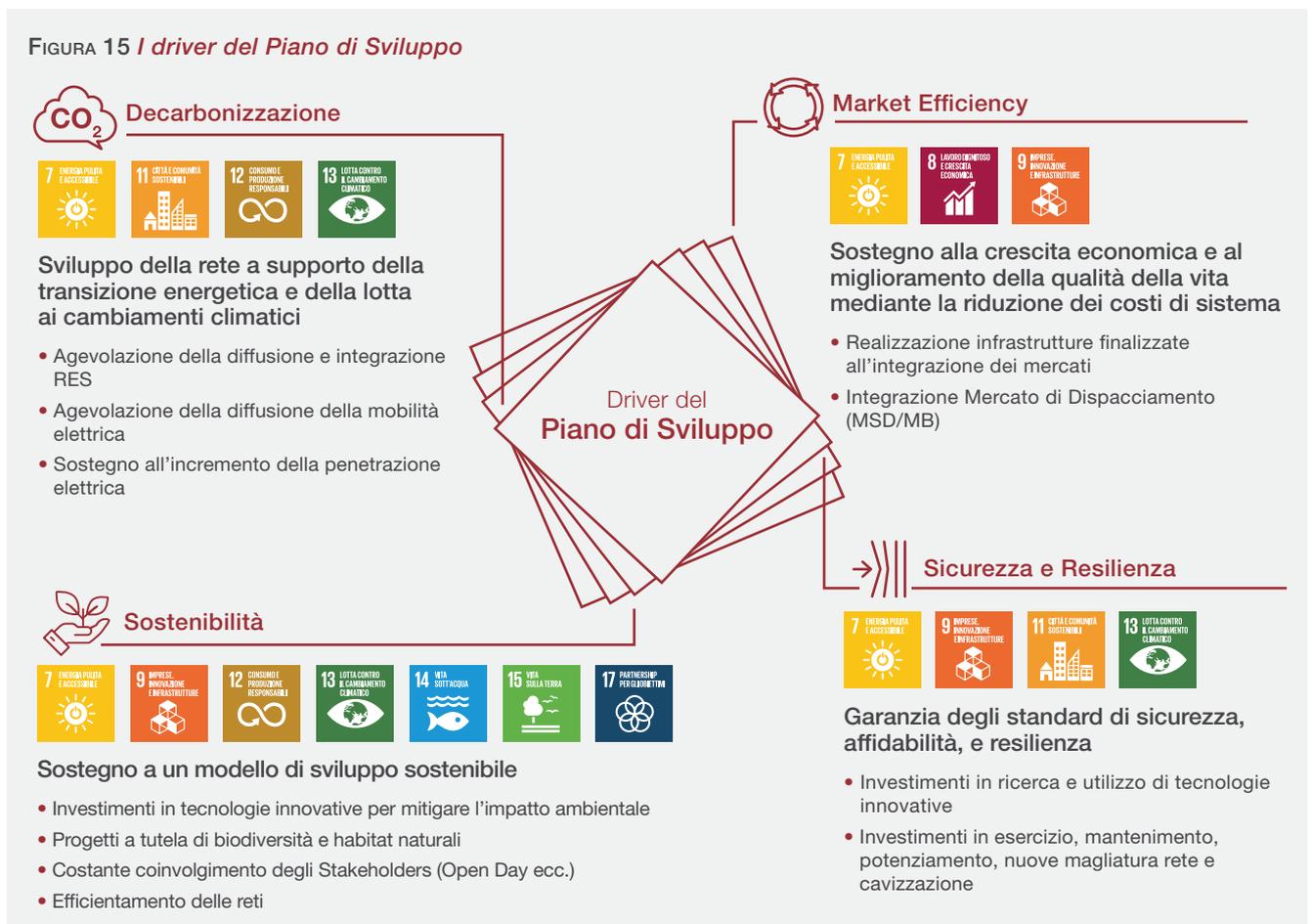
# 1.4

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 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.

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 15).

FIGURA 15 I driver del Piano di Sviluppo



Le linee guida per il Piano di Sviluppo 2020 sono state declinate ulteriormente in:

- Attenzione al territorio: supporto allo sviluppo delle aree metropolitane ed al processo di elettrificazione dei consumi (incluso e-mobility);
- Esercizio della rete 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 il principale obiettivo da perseguire. 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, 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, 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;
- **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.



## 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 sistema<sup>13</sup>.

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 iniziale (pre-esistente) incrementata della capacità obiettivo di trasporto addizionale.

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 ottimo è rappresentato dall'area di intersezione delle due citate curve (Figura 16).

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 17).

Inoltre, la stessa delibera ha previsto che Terna predisponga una versione aggiornata del documento "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo" entro il 30 settembre 2020, prevedendone la pubblica consultazione con i soggetti interessati della metodologia e dello schema di rapporto.

FIGURA 16 Identificazione capacità addizionale ottimale

### CAPACITÀ IN MW ADDIZIONALE

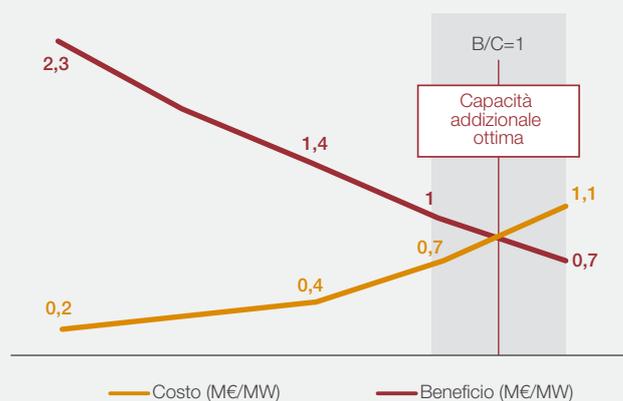


FIGURA 17 Valori di capacità di trasporto obiettivo finali riconosciuti dall'Autorità per l'accesso al meccanismo incentivante

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

<sup>13</sup> Il Rapporto è stato pubblicato a dicembre 2018.

## 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 l'incremento della 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 riportarsi 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, 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 1.5.2 verrà trattato più dettagliatamente l'argomento.

## SOSTENIBILITÀ

In un processo di transizione energetica, 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 energetica basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture. Nel successivo paragrafo 1.6 verrà trattato più dettagliatamente l'argomento.



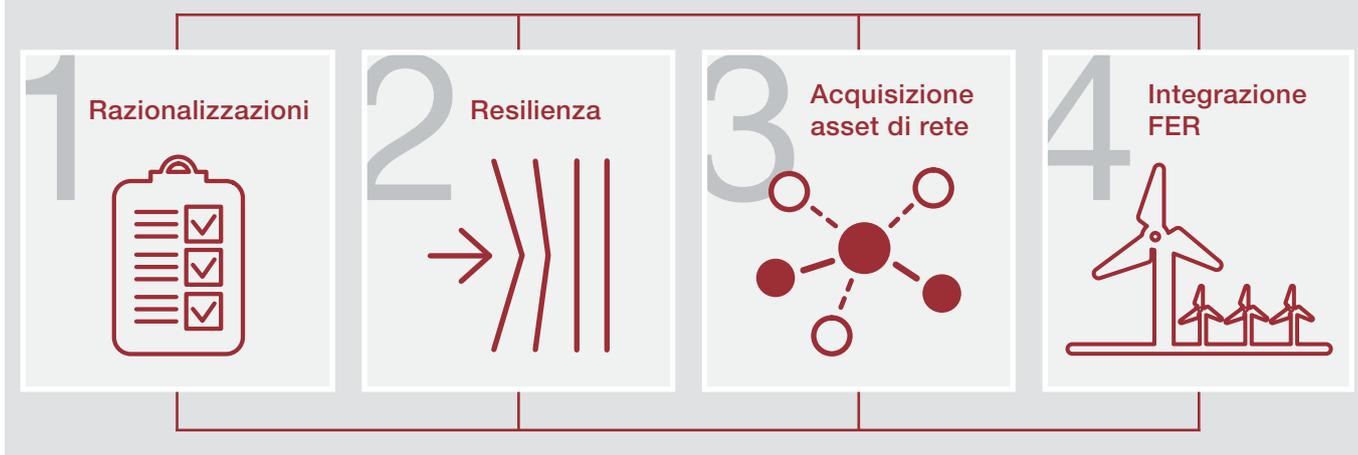
# Linee di azione

# 1.5

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 energetica, pongono l'attenzione al territorio, all'esercizio della rete e alla sostenibilità ambientale declinando nelle principali linee di azione i suddetti principi cardine: *(Figura 18)*

FIGURA 18 *Linee di azione del Piano di Sviluppo 2020*



## 1.5.1 Razionalizzazioni

Tra gli obiettivi che il Piano di Sviluppo 2020 si pone, sicuramente uno dei principali è una pianificazione sempre più sostenibile.

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.
- Razionalizzazione della rete in sinergia con le richieste di incremento di potenza da parte di Utenti in consumo.

## 1.5.2 Resilienza

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 Energetica.

Lo sviluppo del concetto di resilienza nel settore elettrico è di natura nuova ed è ancora relativamente immatura in vari aspetti, ad es. 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.

La crescente intensità e severità degli eventi meteorologici estremi strettamente connessa al surriscaldamento globale genera, a cascata, una più alta probabilità di danni significativi per le infrastrutture del Paese, comprese quelle di trasmissione elettrica.

I principali fattori che causano disservizi sulla rete elettrica sono:

- alluvioni, smottamenti, frane, trombe d'aria ed altri fenomeni estremi che possono comporta il collasso dei sostegni o altri cedimenti strutturali;
- 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 (*Figura 19*);
- aumento di depositi inquinanti legati a periodi di lunga siccità (es. inquinamento salino) che causa l'aumento della probabilità di scarica superficiale.

**FIGURA 19** *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.

Al fine di pianificare la rete considerando la peculiarità di questi fenomeni, è fondamentale consolidare l'attuale metodologia per la valutazione della resilienza ed affinare i relativi criteri di calcolo. Terna sta avviando diversi tavoli di lavoro per sviluppare un nuovo approccio che dovrà prevedere:

- l'estensione della metodologia per la valutazione di altri eventi climatici, oltre quelli legati al ghiaccio e alla neve;
- quantificare la probabilità di guasti e contingenze multiple, causate da diverse tipologie di eventi, nonché di valutare il loro impatto sul sistema elettrico, in termini di disalimentazioni, considerando i possibili effetti a cascata (N-k).

### 1.5.3 Acquisizione asset di rete

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.

### 1.5.4 Integrazione FER

Il Piano di Sviluppo 2020 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 CO<sub>2</sub> in uno scenario di lungo termine.

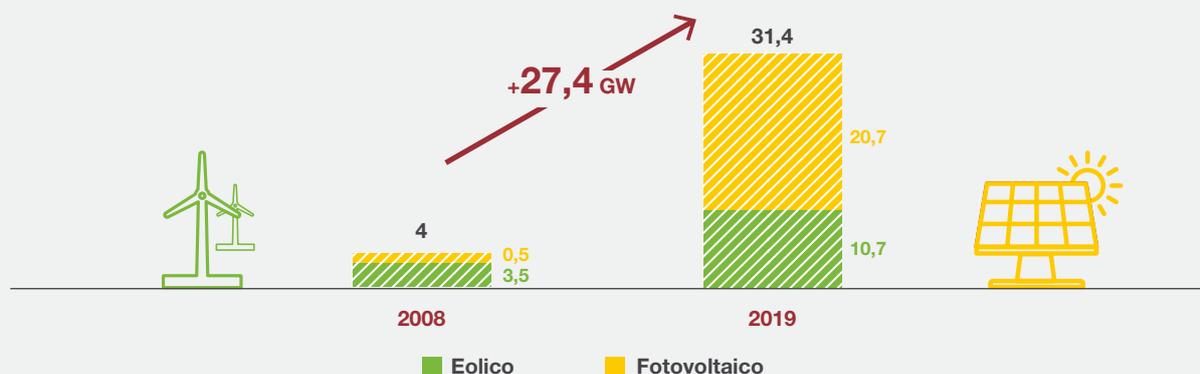
Il principale trend che ha contraddistinto l'ultimo decennio, infatti, è stato lo sviluppo senza precedenti del parco di generazione da fonte rinnovabile.

In particolare, **tra il 2008 e il 2019, la capacità di produzione da fonte eolica è triplicata, fino a raggiungere oltre 10 GW (3,5 GW nel 2008), mentre il parco fotovoltaico italiano ha superato complessivamente i 20 GW nel 2019**, partendo da una quota di appena 0,5 GW nel 2008.

Nel complesso, la capacità installata eolica e fotovoltaica è aumentata di oltre 27 GW negli ultimi dieci anni, raggiungendo un valore di installato complessivo superiore a 31 GW (Figura 20).

Tale trend proseguirà anche per effetto del nuovo DM FER 2019, che prevede al 2024 un contingente di nuovi impianti eolico/fotovoltaico per circa 5.500 MW a cui si aggiungono 730 MW per impianti idroelettrici e impianti a gas residuati dei processi di depurazione e per impianti oggetto di rifacimento.

FIGURA 20 **Capacità Installata eolica e fotovoltaica nel 2008 e nel 2019 [GW]**



Dati aggiornati a Novembre 2019, fonte Gaudi.

# Sostenibilità

# 1.6

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 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 energetica, 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.

Proseguendo il suo impegno in questa direzione Terna ha adottato uno schema di riferimento per la sostenibilità basato su tre assi (Figura 21):

FIGURA 21 *Assi di Sostenibilità per Terna*



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 22).

FIGURA 22 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 23).

FIGURA 23 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 interrato per consentire una migliore performance derivante dalla diversificazione.

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 24, 25 e 26*).

### 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 CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, PM), grazie agli interventi previsti a Piano;
- **Riutilizzo di infrastrutture 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 social 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;
- **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 24 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Ambientale individuate da Terna



## AMBIENTALI

~55% Penetrazione FER

~40<sub>GW</sub> Potenza FER connettibile

~1 TWh/anno Over generation (FER)

560 Ore/anno Copertura domanda 100% FER

~5,6 '000/km Infrastrutture riutilizzate

2,1 Mt/anno Riduzione emissioni CO<sub>2</sub>

0,9 kt/anno Riduzione emissioni NO<sub>x</sub>

0,07 kt/anno Riduzione emissioni SO<sub>2</sub>

0,04 kt/anno Riduzione emissioni PM10

~3,8 '000/km Rete dismessa

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

FIGURA 25 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Sociale individuate da Terna

## SOCIALI



-1 GWh ENS\*

50% Interramenti (su tot. nuovi km realizzati)\*\*

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

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

FIGURA 26 Sintesi delle principali metriche di Sostenibilità Economica individuate da Terna

## ECONOMICI

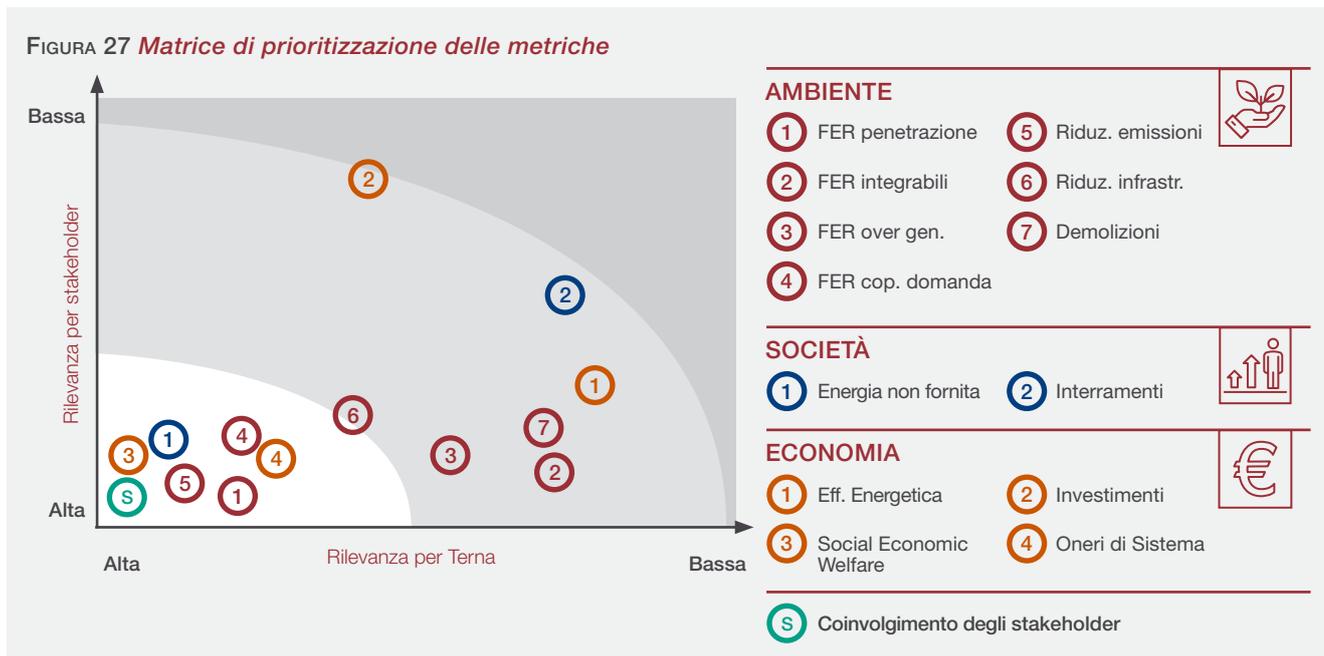


~1 TWh/anno\* Efficienza energetica

oltre 14 mld € totali Investimenti complessivi Piano di Sviluppo

(\*) 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 27*.



### 1.6.1 Nuovi indicatori ambientali per l'Analisi Costi Benefici

La Sostenibilità ambientale deve essere perseguita attraverso azioni concrete e misurabili attraverso specifici indicatori ambientali. Per questo Terna applica agli interventi di sviluppo una serie di indicatori ambientali proposti per la prima volta nella scorsa edizione del Piano.

Gli indicatori ambientali, risultato di un lavoro congiunto con associazioni ambientali non governative (RGI, Legambiente), sono stati declinati in due macro-indicatori:

- L'indicatore «Anticipo Fruizione Benefici» esprime l'incremento dei benefici elettrici derivante dal **passaggio ad una soluzione migliorativa** rispetto ad una soluzione standard, adatta ad intercettare situazioni che, in assenza di contromisure, porterebbero ad un rallentamento delle tempistiche di implementazione realizzando, così, il **completamento dell'intervento con la soluzione migliorativa in anticipo rispetto alla soluzione standard**.
- L'indicatore «Visual Amenity-VA<sub>PR</sub>» sintetizza la variazione del valore del territorio tra una soluzione innovativa/ tecnologica a basso impatto ambientale e la soluzione standard.

### NUOVI INDICATORI AMBIENTALI

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 energetica". 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, ma anche, in modo sempre crescente, in scelte capaci di produrre benefici per l'ambiente, il paesaggio e le comunità territoriali.

É 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.

L'Analisi Costi Benefici (ACB) attuale include una serie di indicatori:

- elettrici monetizzati;
- ambientali monetizzati e non monetizzati.



Tra gli indicatori ambientali non monetizzati l'allegato A della Delibera 627/16/R/EEL e s.m.i. identifica gli indicatori I22, I23, I24 che corrispondono rispettivamente ai km lineari occupati per effetto dell'intervento di sviluppo, in aree di interesse naturale o per la biodiversità, in aree di interesse sociale o paesaggistico.

Gli indicatori di cui sopra non tengono conto invece delle diverse opzioni tecnologiche o di soluzioni progettuali a minor impatto ambientale e/o a minore tempistica implementativa (cavi interrati, sostegni Foster, Rosental, monostelo, opere di mascheramento), non valorizzandone i benefici addizionali a fronte di un extra-costi.

A tal riguardo Terna si è confrontata con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente su queste tematiche ed ha raccolto spunti importanti nella fase di impostazione di una metodologia che ha l'obiettivo di valorizzare due indicatori aggiuntivi di benefici, per poter tener conto delle migliorie introdotte nei progetti. Anche in ambito europeo TSO e Regulatori, hanno mostrato un'attenzione crescente in materia di riduzione degli impatti dell'infrastruttura di trasmissione: National Grid, in accordo con Ofgem, è impegnata nel progetto "Visual Impact Provision", che si propone di incentivare i proprietari della rete ("Transmission Owners") a mitigare gli impatti visivi dell'infrastruttura elettrica nei siti naturali protetti della Gran Bretagna.

Terna riconosce che la definizione di soluzioni migliorative e con maggior sostenibilità territoriale, anche come risultato di attività di stakeholder engagement, comportano un indiscutibile beneficio sui progetti stessi e sulla possibilità di realizzarli senza eccessivi ritardi.

RGI e Legambiente apprezzano quindi l'impegno di Terna nello sviluppo di questa metodologia che quantifica economicamente, attraverso due nuovi indicatori, il valore derivante dall'anticipo nella fruizione dei benefici da parte del sistema elettrico e dall'implementazione di soluzioni tecniche migliorative per il territorio.

Nel Piano di Sviluppo 2020 si è proceduto a sperimentare l'applicazione dei nuovi indicatori ad un campione pilota. Con riferimento al beneficio B21 si sono selezionati interventi nei quali è stata identificata una razionalizzazione o sono state valutate nell'intervento delle richieste territoriali.

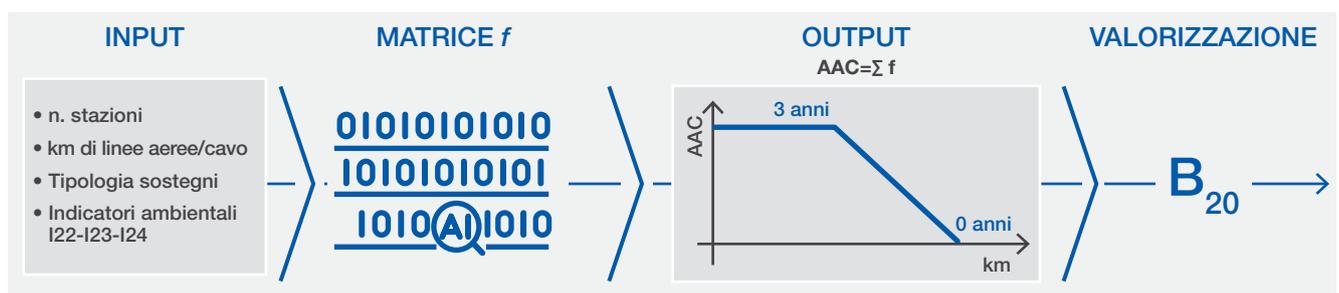
### 1) Indicatore «Anticipo Fruizione Benefici»

**Obiettivo:** Valorizzare il beneficio derivante dalla fruizione in anticipo di benefici dell'intervento la cui entrata in esercizio non subisce grazie ad azioni specifiche, quali il ricorso a soluzioni tecnologiche e ioni di rete (migliorative) che incidono favorevolmente sulle tempistiche autorizzative/realizzative e sull'accettazione territoriale, a fronte generalmente di extra investimenti.

**Valorizzazione:** A partire dalle caratteristiche del progetto (input), attraverso una **matrice** (matrice  $f$ ) funzione delle diverse tecnologie e consistenze (km di linee, numero stazioni), si calcolano gli **Anni di Anticipo Completamento (AAC)**. L'anticipo della fruizione dei benefici viene espresso andando a includere nei cash flows gli anni di beneficio netto aggiuntivi generati dall'anticipo considerando che l'anticipo del completamento consente di portare a valore quegli anni (o parte di essi) di flussi di cassa che altrimenti sarebbero andati persi.

Il Beneficio è funzione di tutti gli altri benefici calcolati.

Nell'ambito della consultazione del Piano di Sviluppo 2019 oltreché la condivisione degli indicatori con altri operatori competenti, sono emersi alcuni spunti che hanno consentito di integrare e migliorare ulteriormente la metodologia. In particolare, la metodologia di valorizzazione del B20 proposta nella scorsa edizione del Piano di Sviluppo, è stata superata dalla monetizzazione del beneficio atteso in funzione degli Anni di Anticipo Completamento, considerando solo le annualità aggiuntive e risultando quindi dipendente dai flussi di cassa del progetto ovvero dai benefici che lo stesso genera, dagli scenari/anni studio analizzati nell'analisi costi benefici.



Si rimanda al Documento Metodologico allegato al Piano per ulteriori approfondimenti sulla metodologia di determinazione del beneficio B21.

### 2) Indicatore «Visual Amenity preservata/restituata $VA_{PR}$ »

L'indicatore  $VA_{PR}$  rappresenta la **variazione** del valore del territorio della **soluzione tecnologica/innovativa** (migliorativa).

Per ciascun progetto è possibile individuare il  $\Delta$  valore territorio interessato come  $VT_{POST,i} - VT_{ANTE}$ .

$$\frac{\text{VISUAL AMENITY } VA_{PR}}{\text{}} = \frac{\text{Valore territorio post soluzione a minor impatto } VT_{POST,migliore}}{\text{}}$$

# Stakeholders engagement

# 1.7

L'ascolto delle diverse 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 energetica 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 stakeholders:

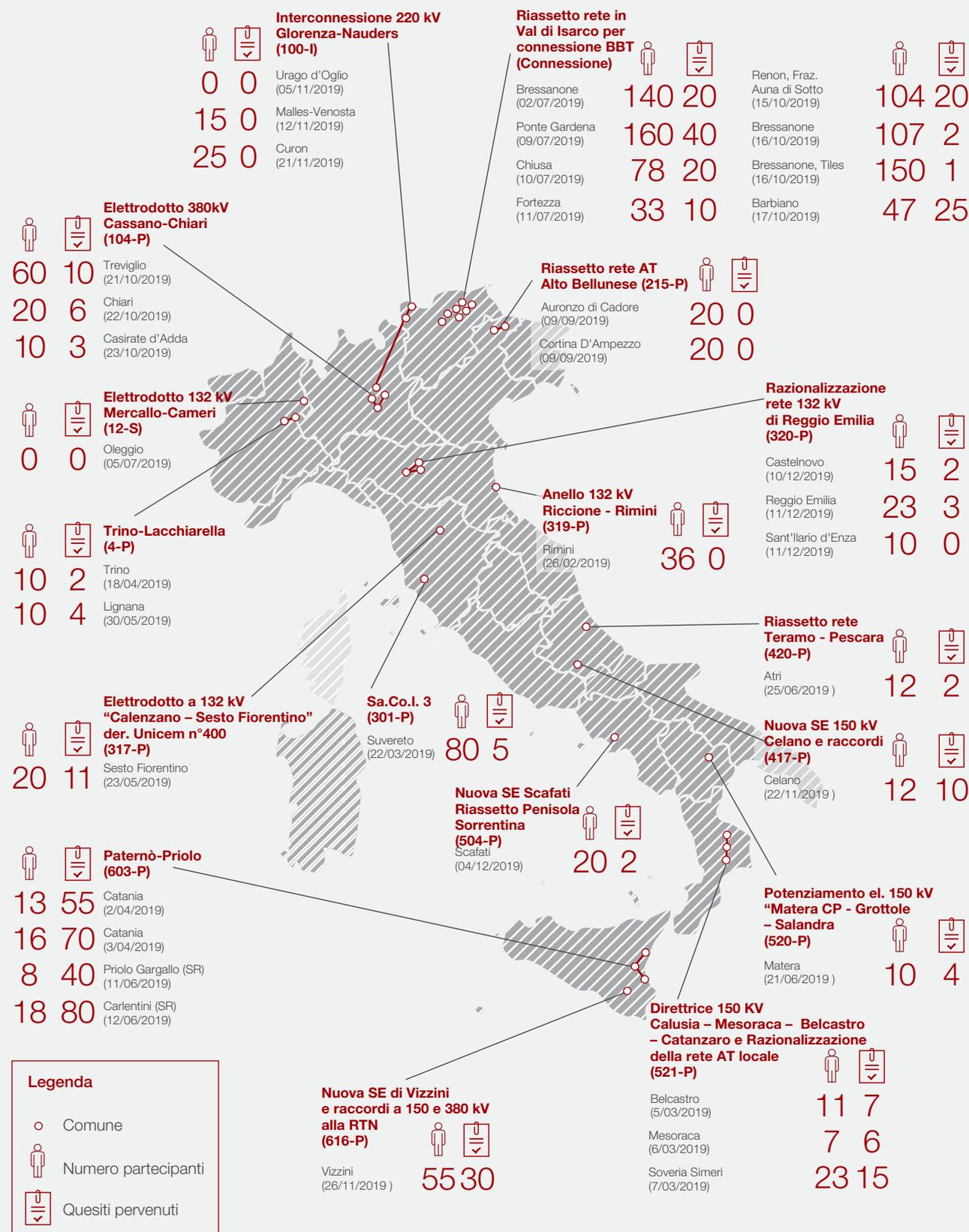
- **Istituzioni:** le istituzioni hanno il ruolo di Policy Maker, fissando gli obiettivi di medio e lungo termine, anche sulla base degli indirizzi della Comunità Europea; gli enti pubblici sono inoltre coinvolti nel processo di approvazione del Piano di Sviluppo e delle opere in esso contenute.
- **Comitato 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 i soggetti 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 28).



La capacità di coinvolgere gli stakeholders 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 che contestualmente rispondano alle esigenze di tutti i soggetti coinvolti.

FIGURA 29 *Terna Incontra 2019*



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 oggi "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 2019 Terna ha organizzato numerosi incontri pubblici con il territorio come sinteticamente riportato nella *Figura 29* e *Figura 30*.

FIGURA 30 *Terna Incontra 2019*



## SESSIONE PUBBLICA DEL 26 GIUGNO 2019 - CONSULTAZIONE DEL PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2019



Il 26 giugno 2019 si è svolta una sessione pubblica; nel corso della sessione sono stati preliminarmente presentati i principali elementi di novità del Piano di Sviluppo 2019 e successivamente riscontrati i commenti ricevuti da Terna, con particolare attenzione rivolta agli scenari previsionali e ai nuovi indicatori socio-ambientali volti a valorizzare i benefici addizionali a fronte di un extra-costi per l'adozione di soluzioni progettuali a minor impatto ambientale e/o a minore tempistica implementativa.

Nel corso della sessione, inoltre, sono stati discussi due interventi inseriti nel Piano di Sviluppo:

- HVDC Continente – Sicilia - Sardegna;
- HVDC Centro Nord – Centro Sud.

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:

- accordo di programma tra Terna, CDP e Regione Siciliana per favorire la sicurezza, l'efficienza e la sostenibilità della rete elettrica della Sicilia;
- protocollo con CDP, CDP Immobiliare, Comune di Napoli, l'Autorità Portuale, Fincantieri, Italgas, SNAM per la sicurezza del sistema elettrico e lo sviluppo del territorio;
- protocollo d'intesa tra Terna e la Regione Veneto per favorire la sicurezza del sistema elettrico e lo sviluppo del territorio;
- protocollo d'intesa tra Terna e il comune di Matera che permetterà di liberare la città dei sassi dai tralicci.

Il 31 gennaio 2019 Terna ha inviato il Piano di Sviluppo 2019 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.

La consultazione pubblica si è svolta in due sessioni: nella prima, fino al 14 giugno 2019, Terna ha ricevuto i primi commenti degli operatori con i quali si è confrontata nel corso della sessione pubblica del 26 giugno 2019; nella seconda, fino al 5 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.

## PIANO DI SVILUPPO 2019 E 2020 – CONSULTAZIONE CON LE ORGANIZZAZIONI NON GOVERNATIVE (ONG)



Il confronto con le ONG prosegue anche dopo la pubblicazione del Piano di Sviluppo 2019, al fine di condividere gli avanzamenti avvenuti nel corso dell'elaborazione del Piano di Sviluppo 2019 e raccogliere feedback per il Piano successivo.

Si sono svolti 3 incontri nel corso del 2019:

- **4 marzo 2019:** condivisione avanzamenti e risultati PdS 2019;
- **15 ottobre 2019:** approfondimento sugli Scenari Energetici di riferimento;
- **21 novembre 2019:** approfondimenti sul tema Adeguatezza, con focus sul "Rapporto Adeguatezza Italia".

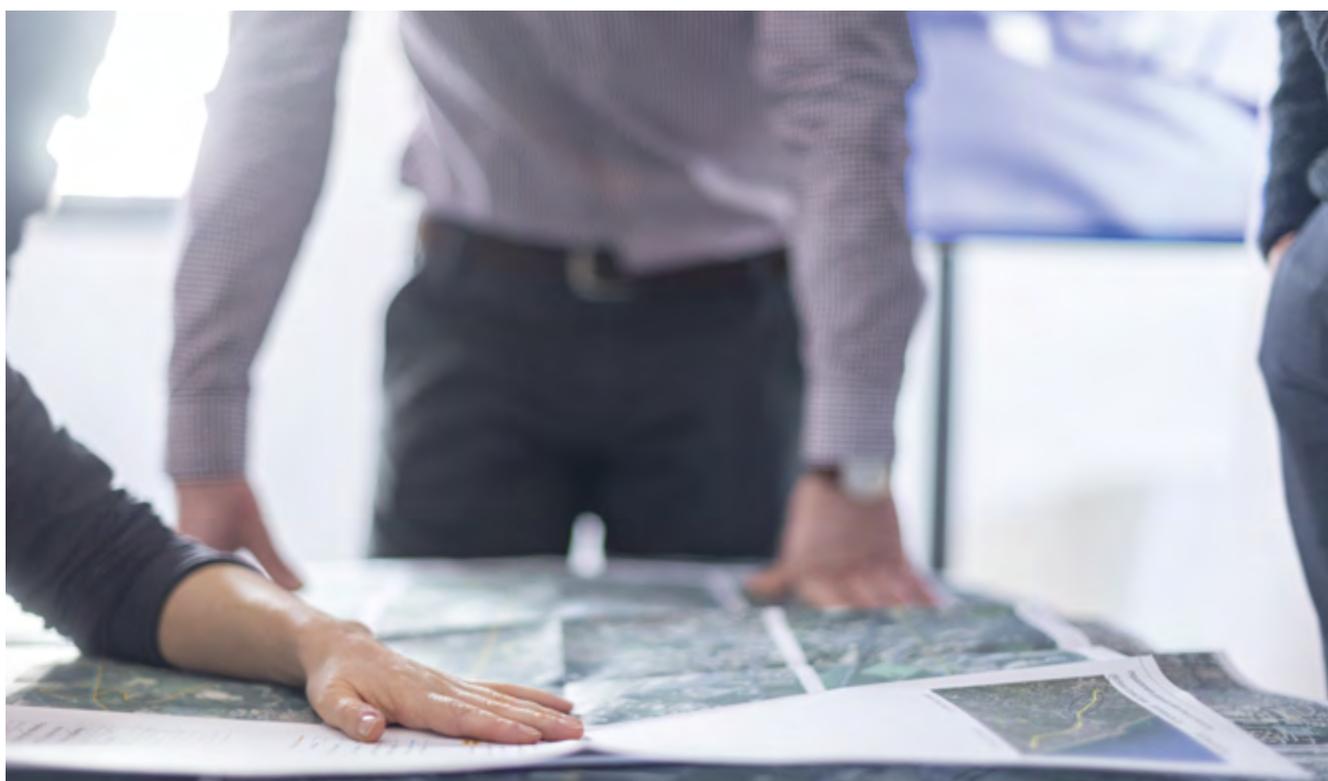
In merito al **Comitato di Consultazione degli Utenti della Rete**, il 12 febbraio 2019, si è svolto un incontro avente come oggetto il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2019 e l'avanzamento dei principali interventi inclusi nei precedenti Piani di Sviluppo.

Infine, con l'obiettivo di perseguire un sempre maggiore coinvolgimento degli stakeholders 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 13 novembre ed il 2 dicembre 2019. Gli esiti delle consultazioni sono riportati nel capitolo 4.

La **Figura 31** riporta i risultati del questionario di gradimento per il monitoraggio dell'efficacia del processo di consultazione.

**FIGURA 31 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%



## “RETE E RINNOVABILI: EVOLUZIONE E SCENARI FUTURI” – WHORKSHOP 2 APRILE 2019



Il 2 aprile 2019 si è tenuto a Roma il workshop **“Rete e Rinnovabili: evoluzione e scenari futuri”** organizzato da Terna in collaborazione con Renewables Grid Initiative (RGI); l’incontro ha rappresentato il primo di una serie di confronti con istituzioni, enti locali, associazioni ambientaliste e dei consumatori ed istituti di ricerca, sulle sfide poste dalla **transizione energetica** e sulle possibili soluzioni. La transizione energetica è una tematica al centro delle scelte di Terna e questo evento è stata un’occasione per condividere il percorso di evoluzione della rete a supporto della crescita delle fonti rinnovabili e le scelte strategiche del Piano di Sviluppo 2019.

L’incontro si è articolato in una sessione plenaria durante la quale Terna ha definito il proprio punto di vista sui fattori abilitanti della transizione energetica:

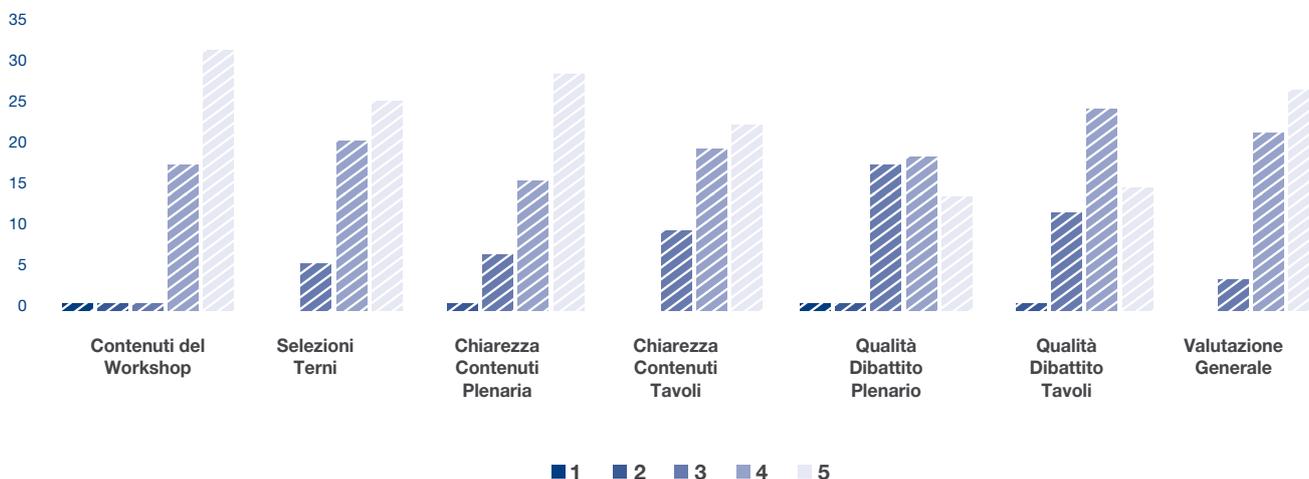
- **investimenti di rete:** interventi strutturali della rete in AT per risolvere congestioni e vincoli, aumentare adeguatezza e sicurezza del sistema, gestire il phase out dal carbone e migliorare l’integrazione delle rinnovabili con riduzione dell’overgeneration;
- **segnali di prezzo di lungo termine:** rinnovo delle aste GSE/PPA per rilanciare gli investimenti nelle rinnovabili rallentati negli ultimi anni. Capacity Market per fornire segnali di prezzo a lungo termine per promuovere gli investimenti in nuova capacità efficiente in grado di gestire la crescita delle FER e consentire il phase out del carbone e degli impianti più inquinanti;
- **sistemi di accumulo:** necessità di nuovi sistemi di storage idroelettrico ed elettrochimico per garantire adeguatezza, sicurezza e flessibilità di sistema, assorbendo energia nelle ore di maggiore produzione rinnovabile.



Successivamente l’evento si è svolto con tre tavoli tematici paralleli durante i quali i partecipanti, complessivamente più di 100, hanno avuto la possibilità di esprimere il proprio parere in merito e confrontarsi apertamente con Terna sui seguenti temi:

1. Le rinnovabili in un sistema distribuito. Come favorire l’integrazione delle rinnovabili?
2. Lo sviluppo delle risorse di flessibilità del sistema elettrico. Quali sono gli strumenti e le tecnologie più promettenti che incrementeranno la flessibilità nel sistema elettrico?
3. L’innovazione della demand response a servizio della rete. Come sarà possibile trasformare il ruolo della domanda?

FIGURA 32 Risultati questionario di gradimento (1 molto negativo; 5 molto positivo)





## “THE ROLE OF GRID INFRASTRUCTURE IN DELIVERING THE OBJECTIVES OF THE NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS” – WORKSHOP 29 OTTOBRE 2019



Nell’ambito del percorso intrapreso con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente, si è tenuto il 29 Ottobre 2019 a Roma il workshop **“The Role of Grid Infrastructure in Delivering the Objectives of the National Energy and Climate Plans”**.

La seconda occasione per Terna per aprirsi al confronto e discutere sulle sfide da affrontare per rendere possibile la transizione energetica. Ai principali stakeholders italiani, in parte presenti al precedente workshop del 2 aprile, si è aggiunta la prospettiva di stakeholder internazionali.

Il programma della giornata si è aperto con una riflessione sul ruolo fondamentale della rete per il raggiungimento degli obiettivi al 2030. La realizzazione dei PNIEC (Piani Nazionali Integrati per l’Energia e il Clima) nei tempi previsti richiederà una serie di azioni simultanee, coordinate e tempestive a livello nazionale ed europeo. È pensiero comune, dunque, che per raggiungere gli obiettivi prefissati sono fondamentali il **dialogo** tra i paesi, l’**innovazione tecnologica** e adeguate **infrastrutture** di rete.

L’evento è poi proseguito con due tavoli di discussione:

- STORAGE TECHNOLOGIES: innovation providing flexible resources in the market.
- PARTIAL UNDERGROUNDING: technological alternative for grid development.

Su queste tematiche è stato possibile approfondire lo stato dell’arte e le diverse esperienze a livello europeo ed internazionale nell’implementazione di queste tecnologie. Il tema “partial undergrounding” verrà approfondito nel paragrafo 4.6 dedicato agli “Interventi per la sostenibilità”, con un focus dedicato ai criteri di pianificazione e di indirizzo per la tecnologia aereo/cavo.



<https://renewables-grid.eu/activities/events/detail/news/workshop-the-role-of-grid-infrastructure-in-delivering-the-objectives-of-the-national-energy-and.html>

# Variazioni dell'ambito della RTN

# 1.8

Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) e dell'art 3.2, lettera f, di cui alla Deliberazione 627/16/eel/r dell'ARERA sono inserite annualmente nel Piano di Sviluppo 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.

Nel corso del 2018, è stato conferito nel perimetro della RTN l'asset di cui alla *Figura 32*.

## 1.8.1 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 perfezionate nel 2019 (*Figura 35 e 36*) e in aggiunta l'esigenza relativa a una serie di elementi di rete descritti rispettivamente nelle *Figura 33 e 34*.



**FIGURA 33 Proposte di ampliamento Ambito RTN**

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	REGIONE	MOTIVAZIONE PER L'ACQUISIZIONE
E-Distribuzione	Cabina Primaria Arona	Piemonte	L'acquisizione è 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. Il criterio di selezione delle Cabine Primarie, condiviso tra Terna ed e-distribuzione, consiste nella presenza di macchine di trasformazione e sezione AT strettamente funzionali alla rete di trasmissione e alle sue esigenze di esercizio.
E-Distribuzione	Cabina Primaria Domodossola	Piemonte	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Gravellona	Piemonte	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Novi Ligure	Piemonte	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Santhià	Piemonte	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Varallo	Piemonte	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Verbania	Piemonte	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Darfo	Lombardia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Dubino	Lombardia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Piancamuno	Lombardia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Caerano	Veneto	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Giais	Friuli Venezia Giulia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Ceprano	Lazio	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Ciampino	Lazio	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Maranola	Lazio	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Avezzano	Abruzzo	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Sulmona N.I.	Abruzzo	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Carsoli	Abruzzo	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Collaramele	Abruzzo	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Astroni	Campania	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Benevento	Campania	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Carinola	Campania	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Lettere	Campania	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Pozzuoli	Campania	
E-Distribuzione	Cabina Primaria S. Valentino	Campania	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Salerno Nord	Campania	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Torre Nord	Campania	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Giovinazzo	Puglia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Putignano	Puglia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Gioia Tauro	Calabria	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Castronovo	Sicilia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria S. Giovanni Galermo	Sicilia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Viagrande	Sicilia	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Goni	Sardegna	
E-Distribuzione	Cabina Primaria Guspini	Sardegna	

**FIGURA 34 Proposte di cessione Ambito RTN**

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	CONSISTENZA	MOTIVAZIONE PER LA CESSIONE
Unigrà	Linea 132 kV "Conselice Est - CP Conselice"	132 kV	~ 0,6 km	Nell'ambito del procedimento di connessione dell'utente Unigrà è stata prevista la dismissione dal perimetro RTN dell'asset che sarà asservito al solo servizio del produttore
E-Distribuzione	Linea 60 kV "Porto d'Ascoli - Pedaso"	60 kV	~ 22 km	Esigenze di esercizio coordinato della porzione di rete al fine della gestione in sicurezza della rete di distribuzione
E-Distribuzione	Linea 60 kV "Ostuni - Martina 60"	60 kV	~ 22 km	Esigenze di esercizio coordinato della porzione di rete al fine della gestione in sicurezza della rete di distribuzione
Duferco	Linea 132 kV "Nave - UT F.lli Stefana cd p.22 f.l."	132 kV	~ 6 km	Nell'ambito del procedimento di connessione dell'utente Duferco è stata prevista la dismissione dal perimetro RTN dell'asset che sarà asservito al solo servizio del produttore
EP Produzione	Linea 150 kV "Fumesanto - Fumesanto Olio"	150 kV	~ 2 km	Nell'ambito del procedimento di connessione dell'utente EP Produzione è stata prevista la dismissione dal perimetro RTN dell'asset che sarà asservito al solo servizio del produttore

**FIGURA 35 Proposte di ampliamento Ambito RTN perfezionate nel 2019**

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	CONSISTENZA	REGIONE
Iren	Stazione elettrica di Tanagro	150 kV	4 stalli	Campania
Iren	Stazione elettrica di Bussento	150 kV	3 stalli	Campania
EP Produzione	Stallo 380 kV presso Stazione elettrica Ostiglia	380 kV	1 stallo	Lombardia
Italcementi	Linea 150 kV "Italcementi - Italcementi Matera"	150 kV	125 km	Basilicata / Calabria

**FIGURA 36 Proposte di cessione Ambito RTN perfezionate nel 2019**

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	CONSISTENZA	REGIONE
Metaenergiaproduzione	Linea 132 kV "AMG Gorizia - Elettrogorizia"	132 kV	~ 0,33 km	Friuli Venezia Giulia
Edison	Linea 220 kV "M11 TV1 - SE IV"	220 kV	~ 0,64 km	Veneto
Edison	Linea 220 kV "M12 TV2 - SE IV"	220 kV	~ 0,60 km	Veneto
Edison	Linea 220 kV "M15 TG3 - SE IV"	220 kV	~ 0,75 km	Veneto
Edison	Linea 220 kV "M16 TG4 - SE IV"	220 kV	~ 0,75 km	Veneto
Edison	Linea 220 kV "M10 TG5 - SE IV"	220 kV	~ 0,75 km	Veneto

# Innovazioni tecnologiche/ progetti finanziati in ambito europeo

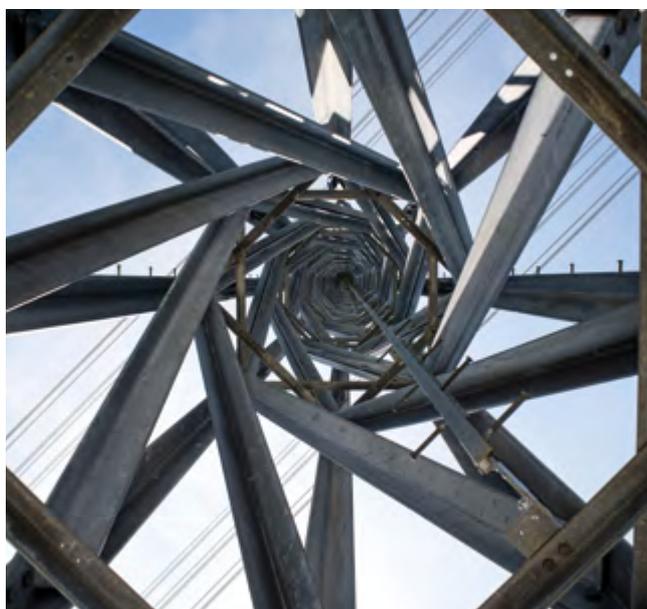
# 1.9

## 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 della mobilità elettrica atteso, 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 energetica 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 nostra strategia. In questi ambiti Terna investirà oltre 700 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; 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, che 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 Hub" laboratori dove creare, sviluppare e testare concretamente nuove idee. L'integrazione di competenze nuove e sinergiche è quindi il cardine di questa esperienza che è partita dalla sede dell'AOT Torino ad aprile, è continuata a novembre con l'inaugurazione del primo "Innovation Hub del sud Italia" nella sede dell'AOT di Napoli, a dicembre con l'hub di Milano, e proseguirà presto in altre sedi dell'azienda in Italia. In particolare, l'hub di Torino è focalizzato sull'IoT (Internet of Things) e sui processi di monitoraggio evoluto degli impianti di trasmissione, l'hub di Napoli è dedicato al "Digital to People", la trasformazione digitale dei processi aziendali e delle risorse umane declinata ai settori della sicurezza sul lavoro e dello sviluppo delle competenze, mentre nell'hub di Milano prendono vita i progetti di innovazione e le attività di ricerca e sviluppo in ambito "Analytics & Energy Systems", incentrandosi sulle aree di interesse dell'Energy Tech, per l'innovazione del System Operator, e dell'Advanced Analytics, per lo sviluppo di algoritmi predittivi per il calcolo delle correnti di transito sulla rete di trasmissione nazionale.

Il processo di innovazione deve garantire che le nuove iniziative, che possono nascere in azienda o grazie al processo di Open Innovation, vengano inserite in un framework coerente e condiviso a livello europeo costituito da 5 principali cluster:

- Power system modernization;
- Security and system stability;
- Power system flexibility;
- Power system economics and efficiency;
- ICT and digitalization of power system.

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



**1****La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica****2**

| Lo stato del sistema elettrico

**3**

| Scenari

**4**

| Necessità di sviluppo

**5**

| Nuovi sviluppi

**6**

| Benefici per il sistema

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.

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, etc.

## PROGETTI DI INNOVAZIONE

### Progetti in ambito europeo (HORIZON 2020)

#### MIGRATE

- Definire requisiti fondamentali di strumenti, metodi e strumenti per mitigare l'impatto dei dispositivi interfacciati attraverso EP (elettronica di potenza) ai convenzionali sistemi HVAC;
- Definire 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 interfacciati alla rete attraverso EP.

#### SmartNet

- Proporre soluzioni innovative per l'integrazione della generazione da fonti rinnovabili nel sistema elettrico e l'utilizzo per fornire servizi di regolazione tensione e f/P, valutando anche possibili schemi di coordinamento implementabili tra TSO e DSO.

#### OSMOSE

- 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.

#### FLEXPLAN

- 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...).

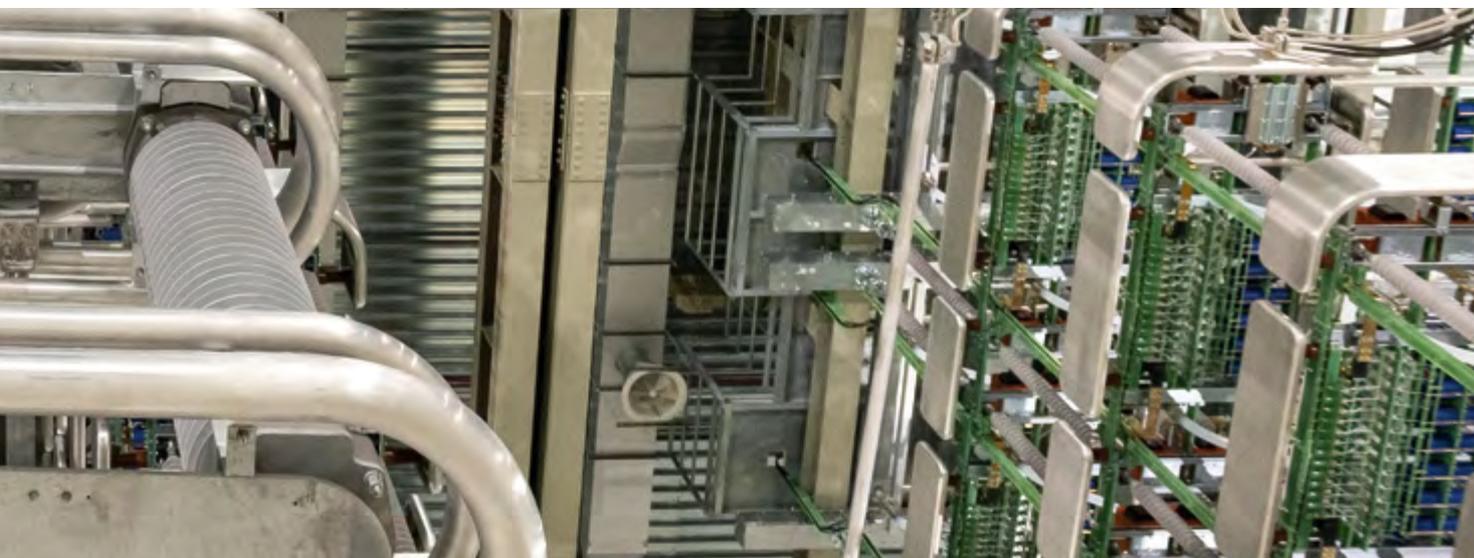
### Progetti in ambito nazionale

#### Progetti R&D con ENSIEL

- Tematiche rilevanti per gestire e favorire la transizione energetica, 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.

#### Living Grid

- Ricreare, studiare ed analizzare una Smart Grid 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.

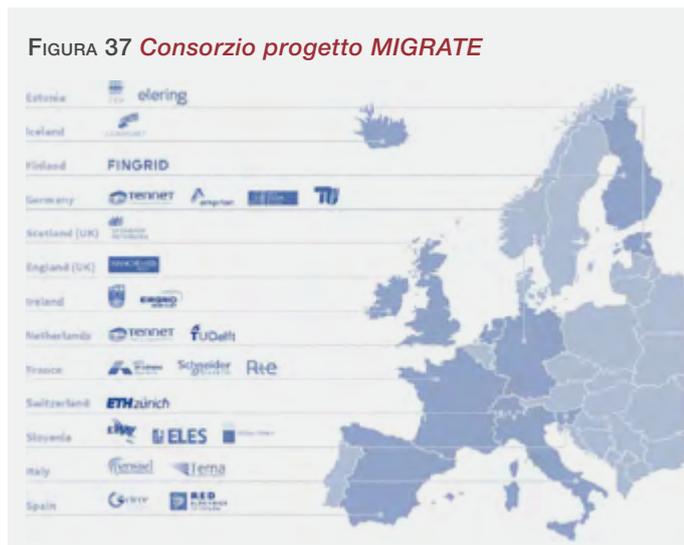


In questo contesto, grazie alla cooperazione con partner internazionali e nazionali, Terna, è sempre più impegnata anche in numerosi progetti nazionali ed europei, volti alla ricerca di nuove soluzioni per fronteggiare le sfide tecnologiche dei futuri sistemi elettrici, tra i quali:

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 37).



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 interfacciati 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 particolare 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 Ensel 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*), impredendo 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 (conclusione Dicembre 2019) 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](http://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.

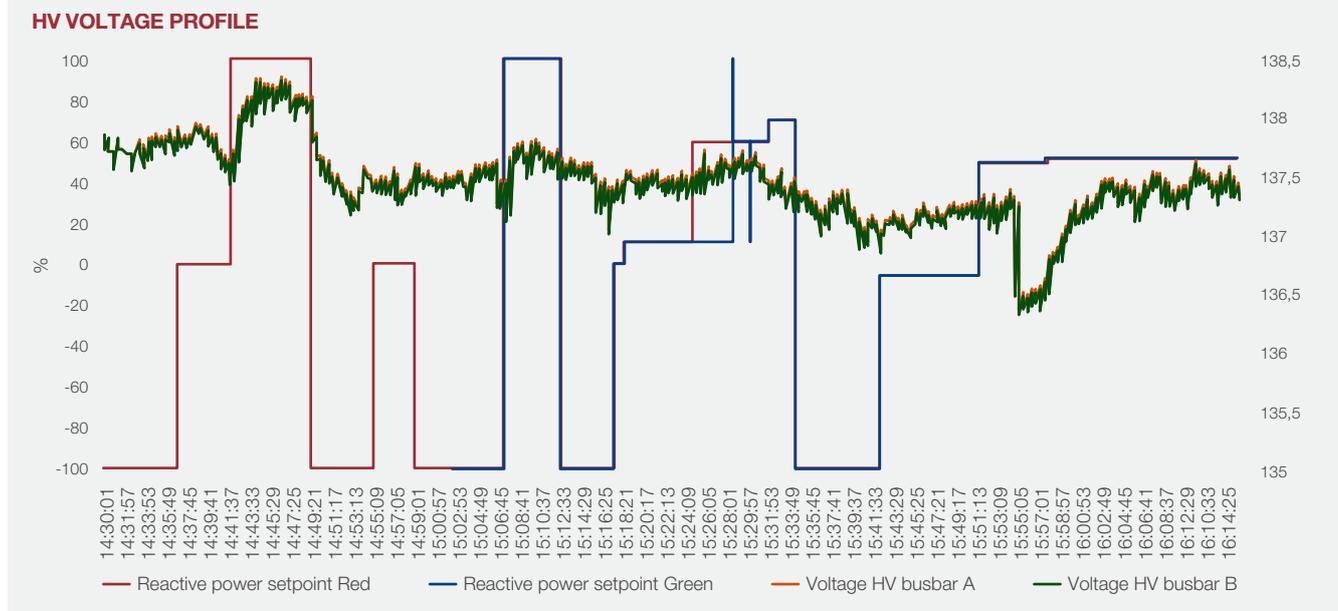
L'obiettivo era sviluppare e testare in campo dispositivi innovativi per investigare la fattibilità tecnica del monitoraggio in tempo reale della rete di distribuzione e dell'utilizzo della generazione da fonte rinnovabile, connessa sia alla rete di distribuzione sia alla rete di subtrasmissione, per 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 (132kV) 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 gestita 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 132kV, 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 38 Andamento della tensione alla sbarra AT tramite regolazione di tensione da parte degli impianti idroelettrici connessi alla rete di subtrasmissione (132 kV)**



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 rete Terna.

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 su rete del distributore.

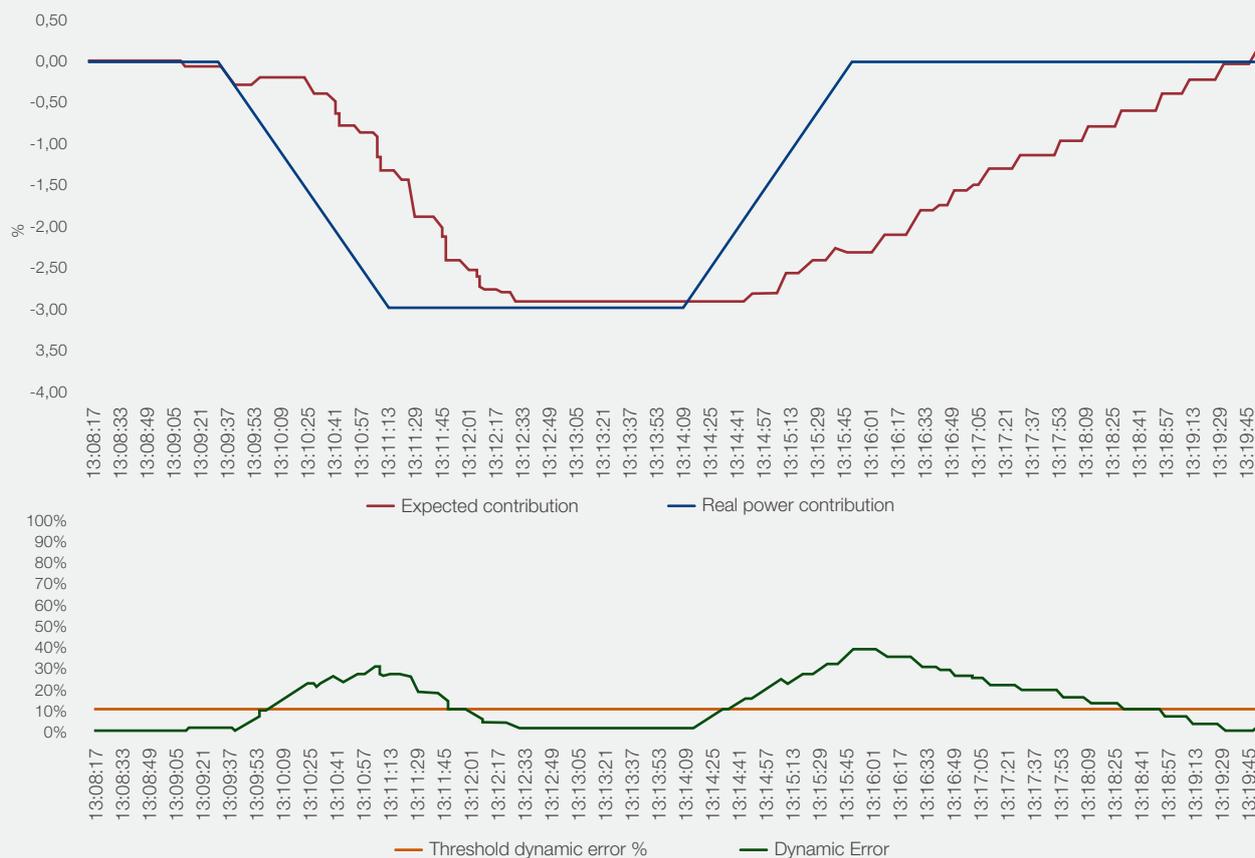
Il campionamento di 20 secondi dei dati trasmessi non è risultato adeguato alla valutazione della risposta degli impianti che forniscono servizi quali la regolazione f/P caratterizzate da variazioni della produzione molto rapide (4 s).

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 6MW sulla rete di distribuzione. La risposta dinamica (Figura 39) è risultata però non conforme ai requisiti del servizio di regolazione f/P sia in termini di ritardo sia di accuratezza.

FIGURA 39 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](http://www.SmartNet-Project.eu).

### Progetto OSMOSE

Il **Progetto OSMOSE** «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).

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 "ottimo" di Dynamic Thermal Rating, dispositivi di Power Flow Control, nuovi modelli previsionali e risorse di "demand side response", 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 2019, il WP5 ha completato la specifica tecnica del dimostratore in tutti i suoi aspetti:

- Individuate le linee interessate dal dimostratore su cui saranno installati i sensori MICCA e i nuovi sensori cooperativi sviluppati per la misura della capacità effettiva di transito delle linee;
- Caratterizzata la flessibilità degli utenti passivi mediante la conduzione di analisi energetiche presso gli impianti;
- Caratterizzati i servizi di Inerzia Sintetica e Automatic Voltage Control che saranno forniti dai due impianti eolici di Pietragalla, dotato anche di storage elettrochimico, e Vaglio;
- Definite le specifiche dello Zonal Energy Management System e del relativo algoritmo di Optimal Power Flow che dovrà essere sviluppato per la gestione coordinata delle varie risorse di flessibilità.

Una volta che è stata terminata questa prima fase (primo quadrimestre 2019) si è avviata la fase di implementazione, che consiste nella messa a punto di strumenti sia Hardware che Software, nel primo caso è in corso l'installazione dei dispositivi MICCA, dei sensori cooperativi e dei dispositivi di campo per la gestione della flessibilità dei carichi. Inoltre, è in corso lo sviluppo di un dispositivo per la misura della derivata di frequenza, funzionale al controllo degli impianti RES ai fini dell'erogazione del servizio di Inerzia Sintetica. Nel secondo caso è in corso lo sviluppo dello Zonal Energy Management System.

Nella prima metà 2020 è previsto l'avvio dell'esecuzione del dimostratore per testare i diversi servizi di flessibilità in maniera coordinata.

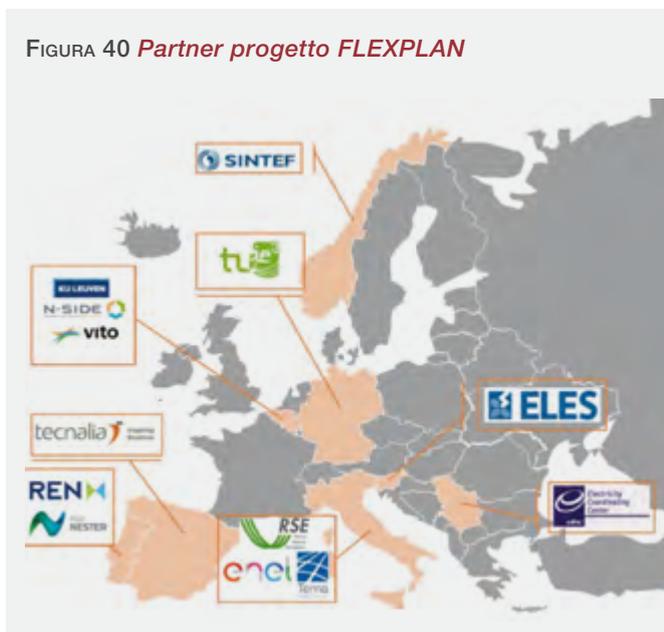
Gli altri partner italiani del WP5, coordinato da Terna, sono RSE, EnSIEL, IBM, ABB, Enel Green Power, Edison, Engineering.

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 **FLEX**ibility in transmission and distribution grid **PLAN**ning): progetto finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon2020 e coordinato da RSE RSE - Ricerca sul Sistema Energetico (Italia). I partner che costituiscono il consorzio possono essere suddivisi in 3 TSO Europei tra cui Terna, 1 DSO, 9 Università/Centri di Ricerca (*Figura 40*).

FIGURA 40 *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 dalla installazione di sistemi di accumulo e dall'utilizzo delle risorse di flessibilità del sistema (es. Demand Response, Veicoli elettrici, ecc...).

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 di scenari pan-europei di riferimento e di supporto nella formulazione di raccomandazioni di carattere regolatorio.

Nella prima fase del progetto saranno analizzate 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.

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 28 specifiche tecniche, avviando altrettanti progetti di ricerca e sviluppo e coinvolgendo fino a 13 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.

Ensiel favorisce il processo di procurement delle singole Università, e 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 5 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.

### 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.



### 1.9.1.1.1 Sviluppo dei sistemi di accumulo

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.

I primi esiti dell'attività di sperimentazione in corso, nonché una sintesi degli impatti sulla rete di trasmissione nazionale di tali dispositivi, nei primi mesi di esercizio, sono disponibili sul sito [www.terna.it](http://www.terna.it) e rappresentati pubblicamente in un workshop pubblico tenutosi nel mese di settembre 2017.

Nel corso del 2017/2018 sono quindi 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.

Tra le principali "lesson learnt" di questo primo periodo di sperimentazione possiamo quindi evidenziare:

- la necessità di dedicare ampio spazio in fase di progettazione e collaudo in fabbrica al sistema PCS per favorirne un'efficace integrazione di questo con gli altri componenti di impianto;
- l'utilizzo dei sistemi di accumulo per un'unica applicazione (soprattutto se con ridotto scambio energetico con la rete) comporta una drastica riduzione dei rendimenti. Tale problematica può essere mitigata prevedendo un sistema di controllo in grado di attivare una molteplicità di servizi da erogarsi simultaneamente o in modo programmato;
- l'esperienza di esercizio ha reso possibile una maggiore efficacia da parte degli operatori del centro remoto permettendo un significativo aumento della disponibilità e un più rapido rientro in esercizio a valle di eventi perturbati tramite l'introduzione di informazioni di dettaglio inviate al centro di telecontrollo.

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.

“

Per accompagnare il Paese nella transizione energetica 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



31GW ca

EOLICO E FOTOVOLTAICO CHE HANNO ACCESSO ALLA RETE



38%

FUNZIONAMENTO COME UNICA ZONA DI MERCATO



# 2

## Lo stato del sistema elettrico

2.1	La Rete di Trasmissione Nazionale e le zone di mercato	76
2.2	Mix di generazione ed evoluzione delle FER	79
2.3	La domanda elettrica e l'evoluzione del "Carico Residuo"	83
2.4	Impatti sul sistema elettrico	90
2.5	Resilienza	107
2.6	Adeguatezza	120
2.7	Distribuzione territoriale delle criticità	127
2.8	Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	129
2.9	Strumenti tecnologici a supporto del sistema	140
2.10	Il mercato elettrico	141
2.11	Misure di mitigazione del potere di mercato	172

# 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 870 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	9.966	191	1.152
220 kV	8.750	356	243
≤150kV	44.167	1.401	68
<b>Totale</b>	<b>62.884</b>	<b>1.948</b>	<b>1.463</b>

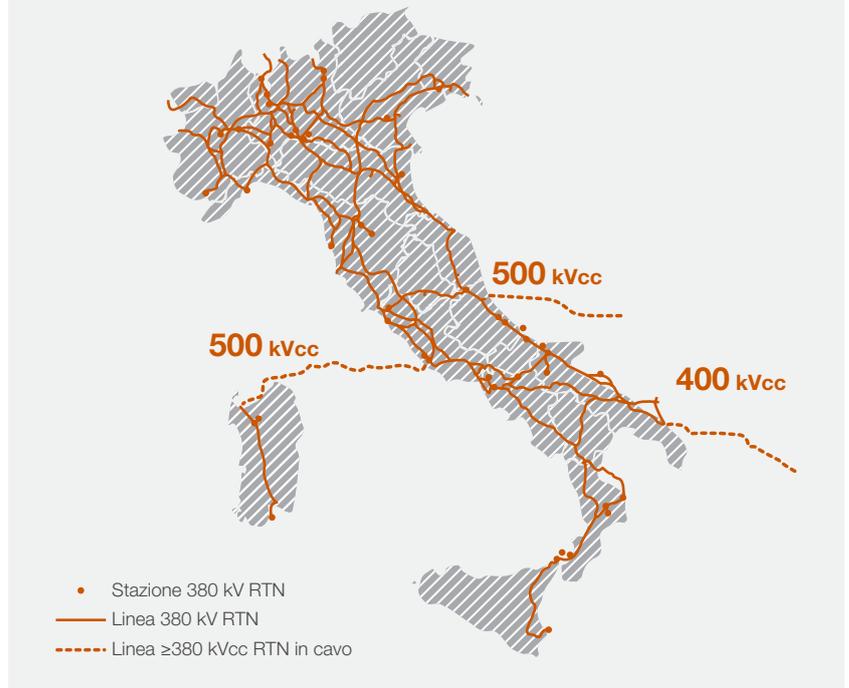
### STAZIONI E TRASFORMATORI

Livello di Tensione	 Stazioni (#)	 Trasformatori (#)	 Potenza trasf. (MVA)
380 kV	165	397	115.508
220 kV	150	208	31.590
≤150kV	569	125	4.044
<b>Totale</b>	<b>884</b>	<b>730</b>	<b>151.142</b>

Valori al 30 Giugno 2019.

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, si può notare l'inserimento del nuovo collegamento tra Italia e Montenegro in corrente continua a cui è dedicato di seguito un approfondimento.

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. MontIta)**



## LA NUOVA INTERCONNESSIONE ITALIA MONTENEGRO

Un'infrastruttura da record per tecnologia e innovazione, strategica per la sicurezza e l'efficienza dei due sistemi elettrici e l'integrazione delle fonti rinnovabili. Completamente invisibile perché sottomarina e interrata per la parte terrestre, si snoda per 445 km dall'Italia al Montenegro, tra le stazioni elettriche di Cepagatti, in provincia di Pescara e Lastva, nel comune di Kotor: un'eccellenza ingegneristica a livello internazionale per innovazione e tecnologia.



I numeri dell'interconnessione Italia-Montenegro.



La sala valvole della stazione di Cepagatti da dove parte il nuovo cavo con il Montenegro.



Il capo dello stato, Sergio Mattarella e l'AD di Terna, Luigi Ferraris, all'inaugurazione.

### 2.1.2 La suddivisione in zone di Mercato

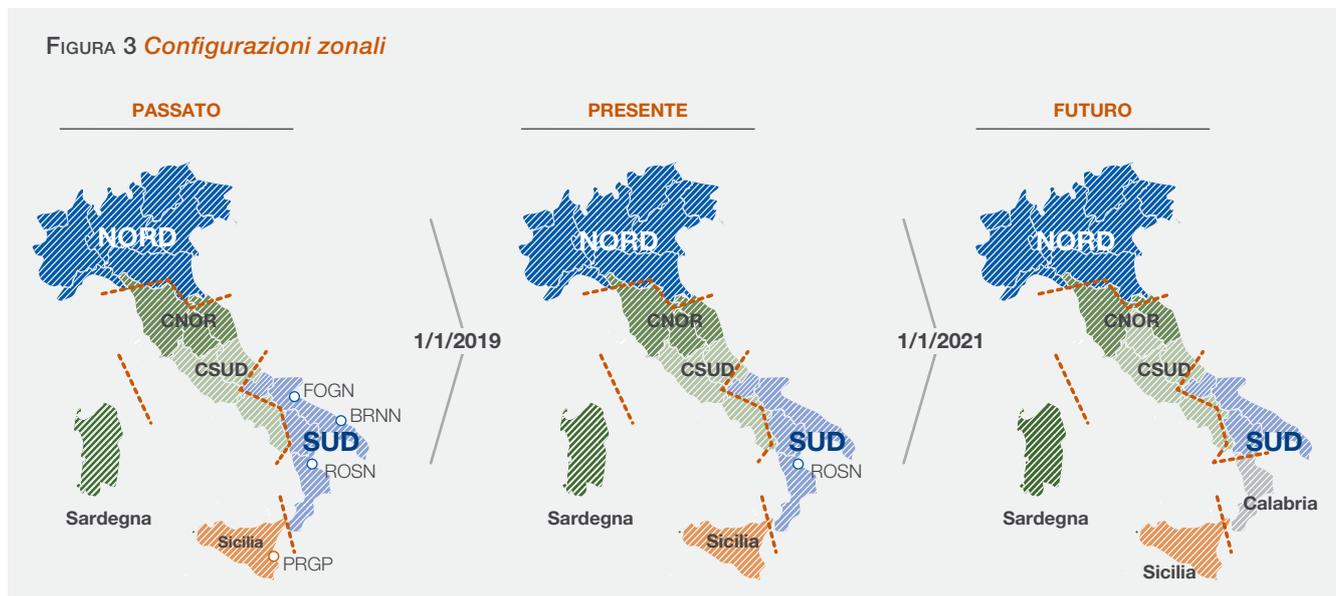
Il Sistema Elettrico italiano presenta alcune caratteristiche uniche, derivanti dalla configurazione geografica del Paese: la quasi totalità della capacità di interconnessione con l'Estero insiste sulla frontiera Nord, mentre la geografia allungata determina la presenza di "colli di bottiglia" tra le 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 CACM<sup>1</sup>, 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 limitata<sup>2</sup> (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).



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.

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

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

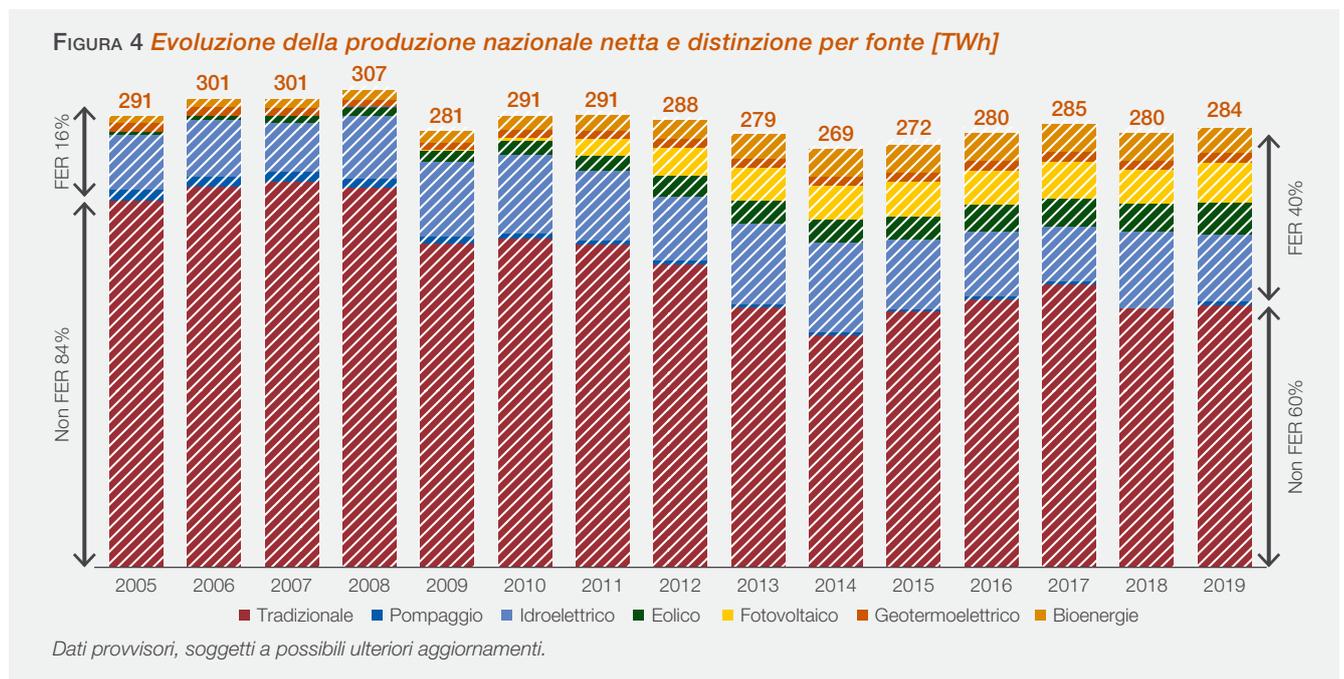
# Mix di generazione ed evoluzione delle FER

## 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), **nel 2019** tale percentuale si è più che duplicata, con le fonti rinnovabili che oggi coprono circa il 40% della produzione nazionale (**113 TWh su un totale di 284 TWh nel 2019**).

Ampliando l'analisi e considerando anche lo scambio con l'estero, la quota FER sul fabbisogno elettrico totale (320 TWh nel 2019) è stata pari al 35% nel 2019. Il valore massimo di copertura FER, pari al 39%, si è registrato nel 2014, anno caratterizzato da un eccezionale apporto idrico.

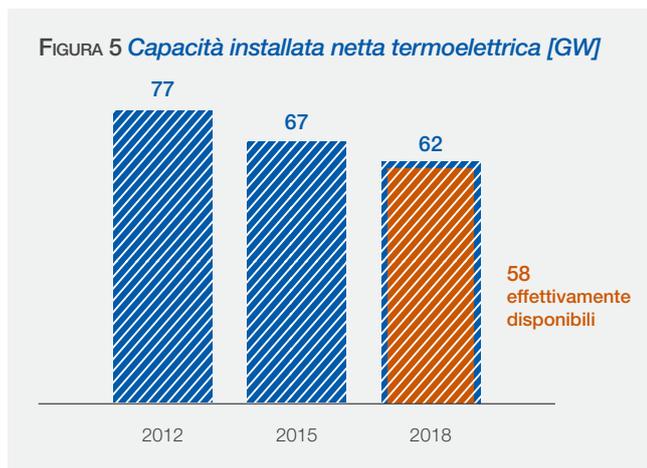
La quota di produzione da impianti non rinnovabili sulla produzione nazionale si è ridotta dal 84% del 2005 al **60% del 2019** (Figura 4). In termini assoluti, tale riduzione risulta ancora più evidente con la generazione termoelettrica che è passata da un valore di 236 TWh nel 2005 a **169 TWh nel 2019 (ca. -30%)**.





## DISMISSIONI IMPIANTI TERMOELETRICI

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).



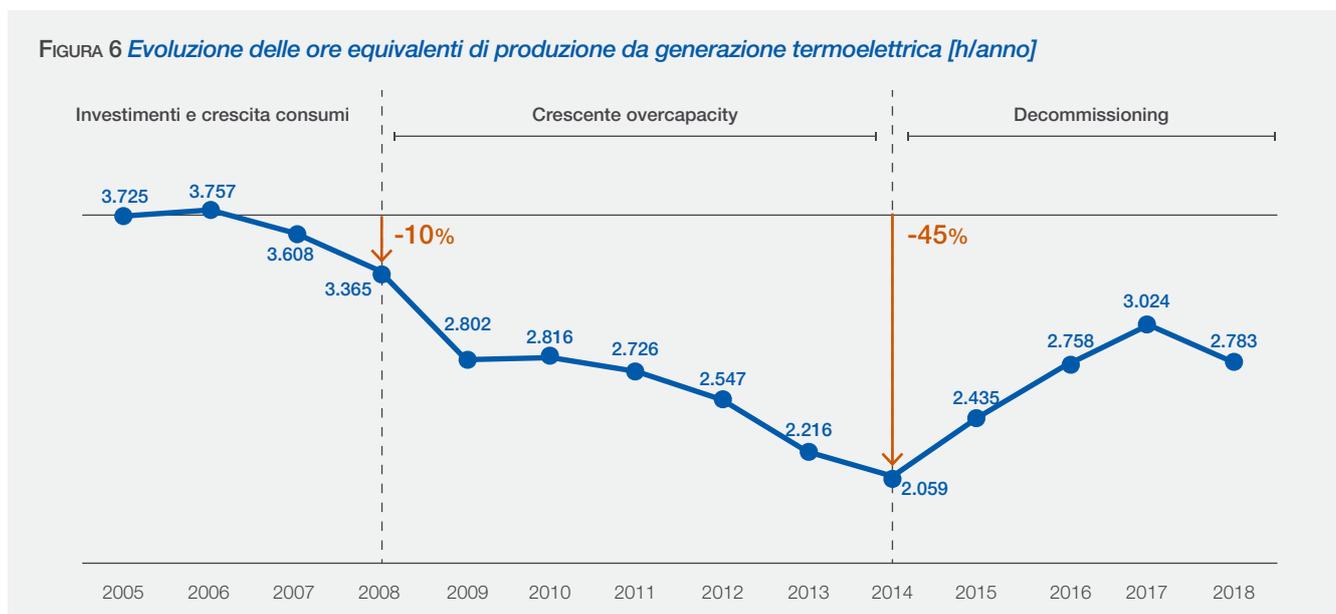
La dismissione di un'ampia quota del parco termico è connessa principalmente alla riduzione della profittabilità di tali impianti negli ultimi anni, causata sia dal rallentamento della domanda di energia elettrica che dalla crescita del parco rinnovabile che ha spiazzato gli impianti termici riducendone le ore equivalenti di produzione<sup>3</sup> (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 funzionamento<sup>4</sup> 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 2018 si sono attestate nell'intorno delle 2.800 ore, ma con un livello di profittabilità contenuto rispetto al passato derivante dalla riduzione del clean spark spread (differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo variabile di una centrale a gas).



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

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

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

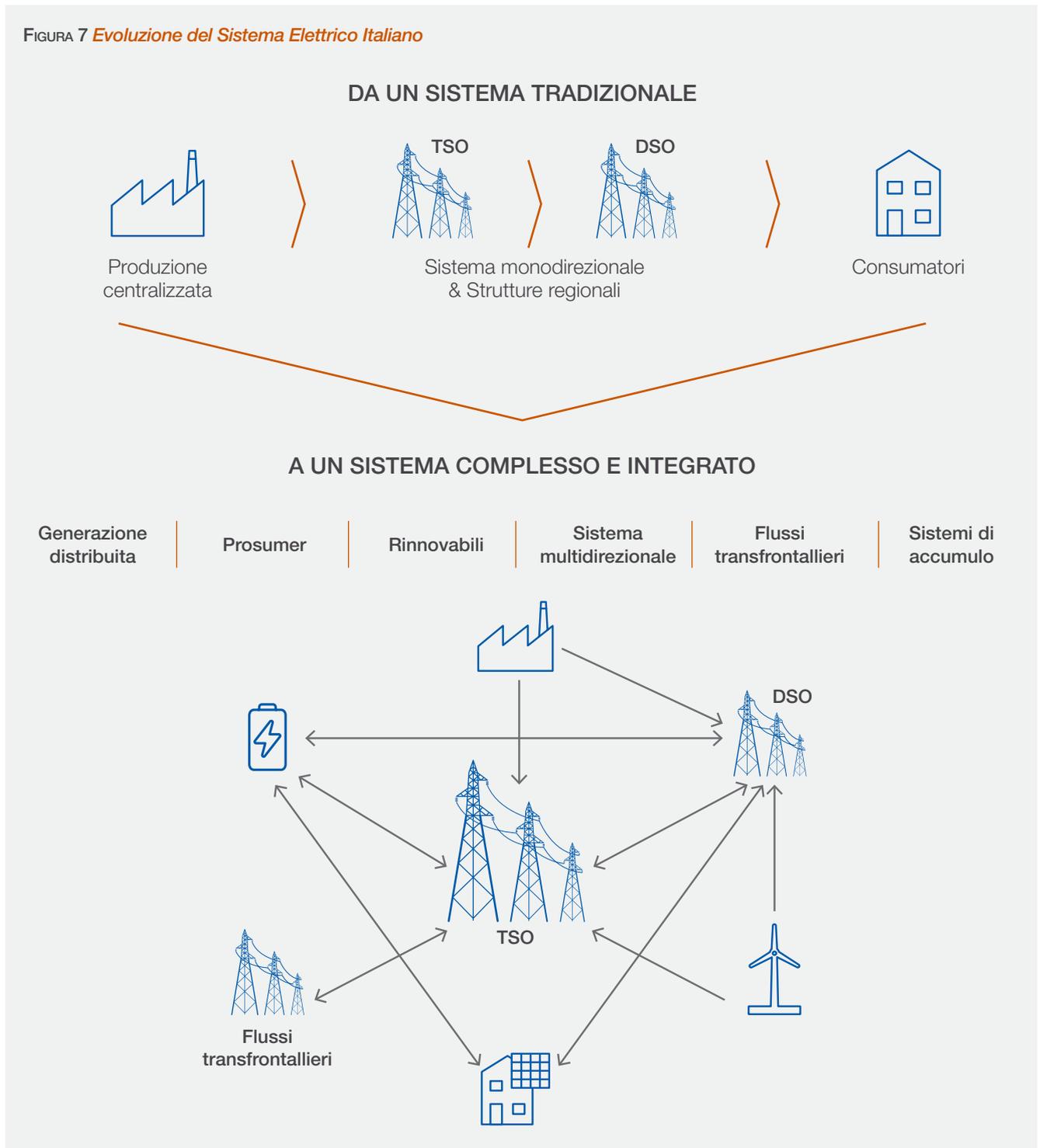
Benefici per il sistema

## 2.2.2 Sviluppo delle fonti rinnovabili

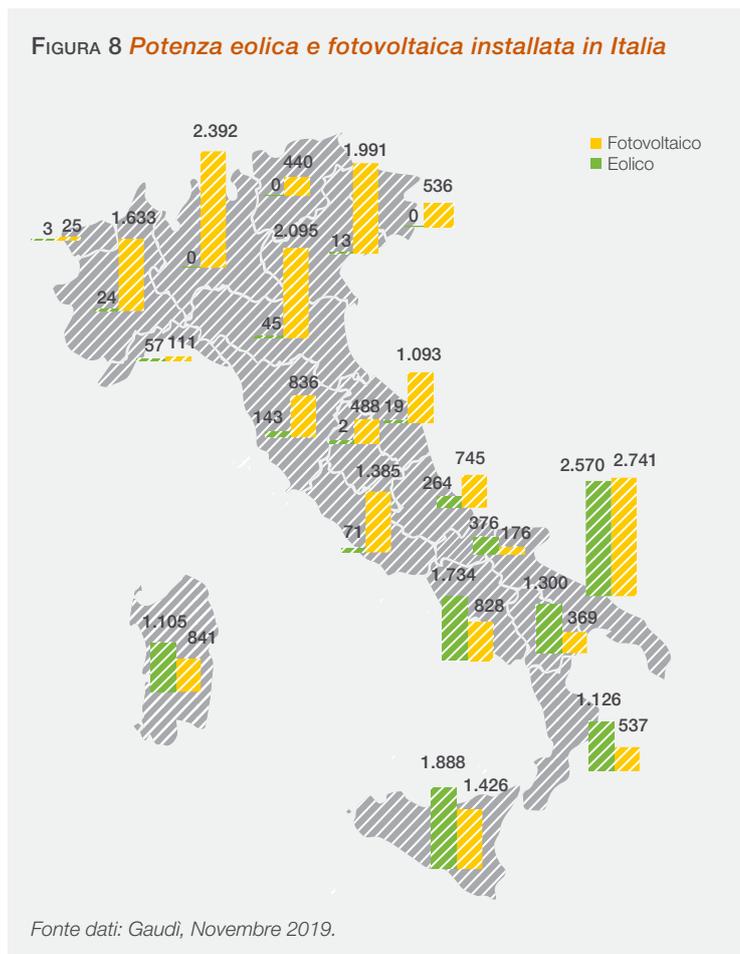
Il settore elettrico italiano sta evolvendo molto rapidamente per effetto della **transizione energetica** in atto: gli elementi più significativi del nuovo paradigma sono le **energie da fonte rinnovabile, da integrare e gestire, l'efficienza energetica, la digitalizzazione delle reti e i sistemi di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

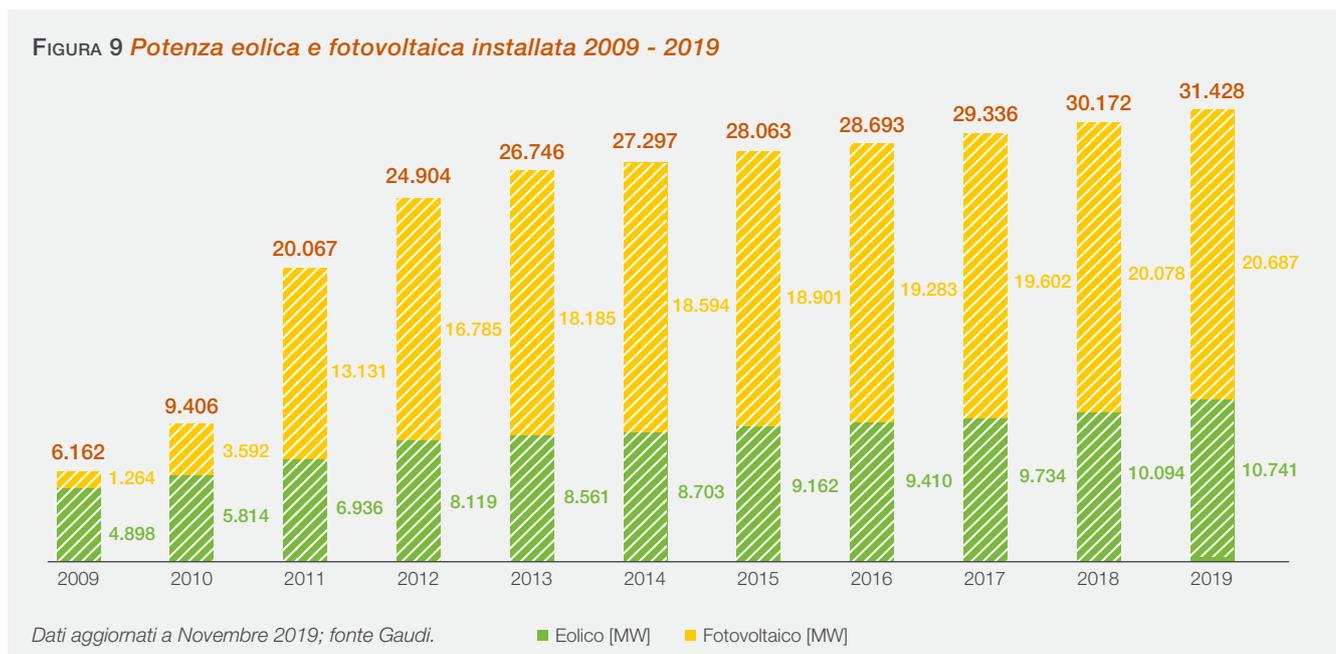
FIGURA 7 **Evoluzione del Sistema Elettrico Italiano**



La capacità eolica installata in Italia a Novembre 2019 è pari a circa 10.700 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 20.600 MW dei quali oltre 2700 MW nella sola Puglia. In *Figura 8* è riportato il dettaglio per Regione della potenza degli impianti eolici e fotovoltaici installati a Novembre 2019.



In particolare, nel 2019 la generazione da fonte fotovoltaica è cresciuta rispetto all'anno precedente di 609 MW mentre quella da fonte eolica di 647 MW (*Figura 9*).



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.

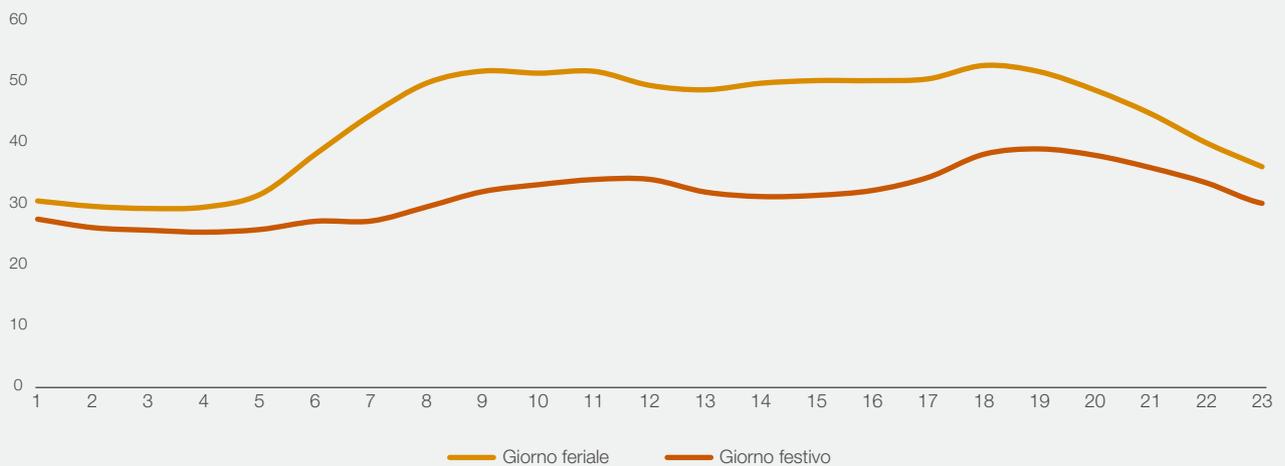
# La domanda elettrica e l'evoluzione del "Carico Residuo"

## 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**.

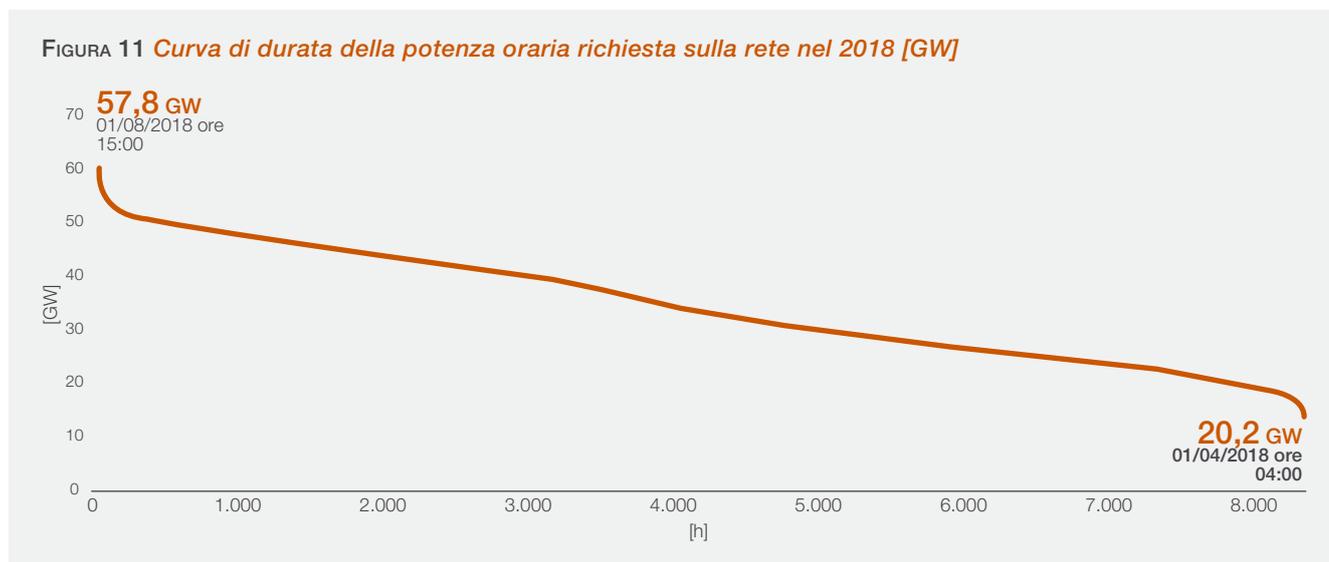
Il **fabbisogno di energia elettrica** è caratterizzato da un profilo orario variabile sulla base di condizioni specifiche quali, ad esempio, la stagionalità, la temperatura, le festività o eventi socio-politici. Non è, quindi, possibile definire un profilo tipico giornaliero del fabbisogno. A titolo 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 2018, è oscillato tra **20,2 GW (il 1/4/2018 alle ore 4:00)** e **57,8 GW (il 1/8/2018 alle ore 15:00)**.

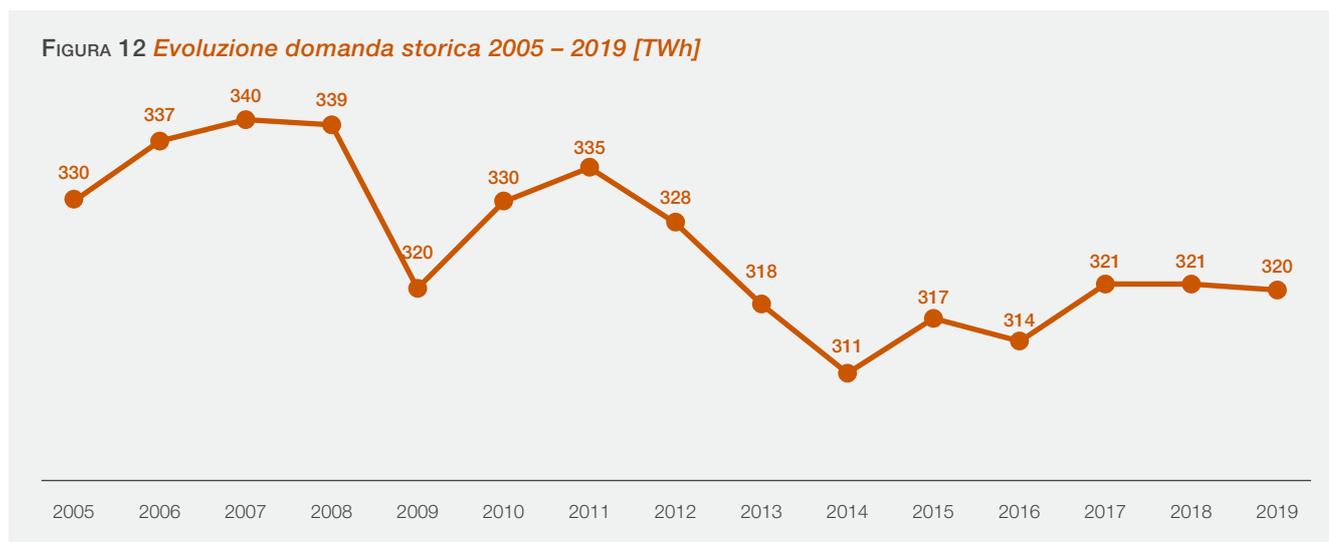
Nella *Figura 11* è riportata la **curva di durata della potenza oraria** del 2018 richiesta sulla rete italiana. Ogni valore della scala delle ascisse rappresenta il numero di ore dell'anno in cui la potenza richiesta è stata uguale o superiore al corrispondente valore riportato in ordinata. Storicamente, il **picco di fabbisogno** in Italia si è verificato nell'estate del 2015, quando la domanda ha raggiunto i **60,5 GW**.



Sommando il fabbisogno orario di energia nell'arco di un anno, si ottiene la **domanda elettrica annuale**.

La **domanda elettrica italiana**, dopo anni di crescita costante e significativa fino al 2007, quando ha toccato il picco storico di circa 340 TWh, ha subito una considerevole contrazione, fino a toccare il minimo nel 2014 (311 TWh), soprattutto per effetto della congiuntura economica negativa.

Dopo un trend di lieve aumento riscontrato negli ultimi anni, nel 2019 la domanda si è attestata intorno ad un valore pari a circa 320 TWh, con una lieve flessione rispetto al 2018 (-0,6%) (*Figura 12*).

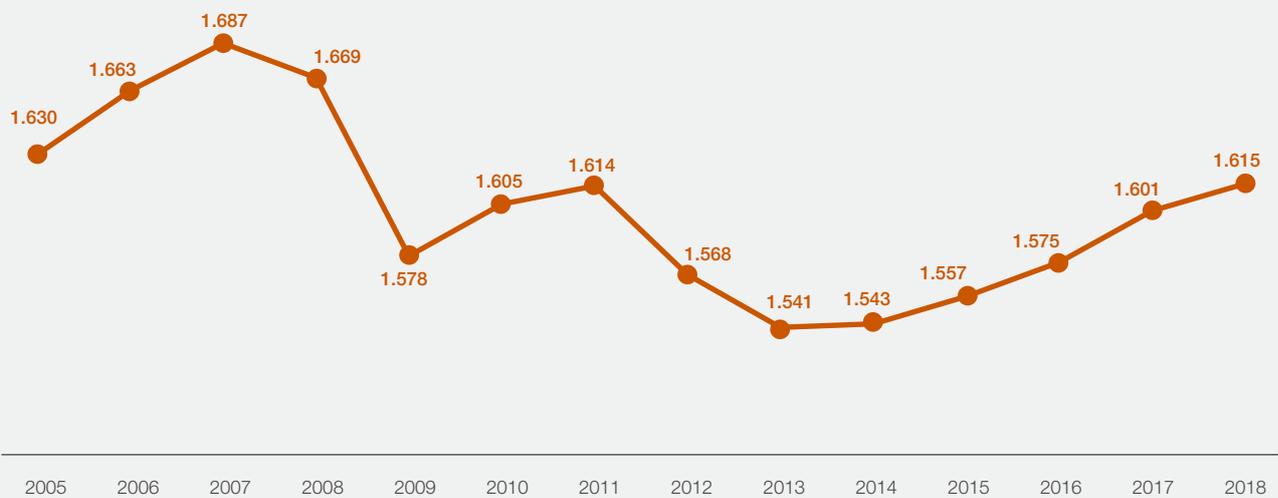


La variazione della domanda è principalmente guidata da tre variabili che operano in direzioni diverse:

- **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.

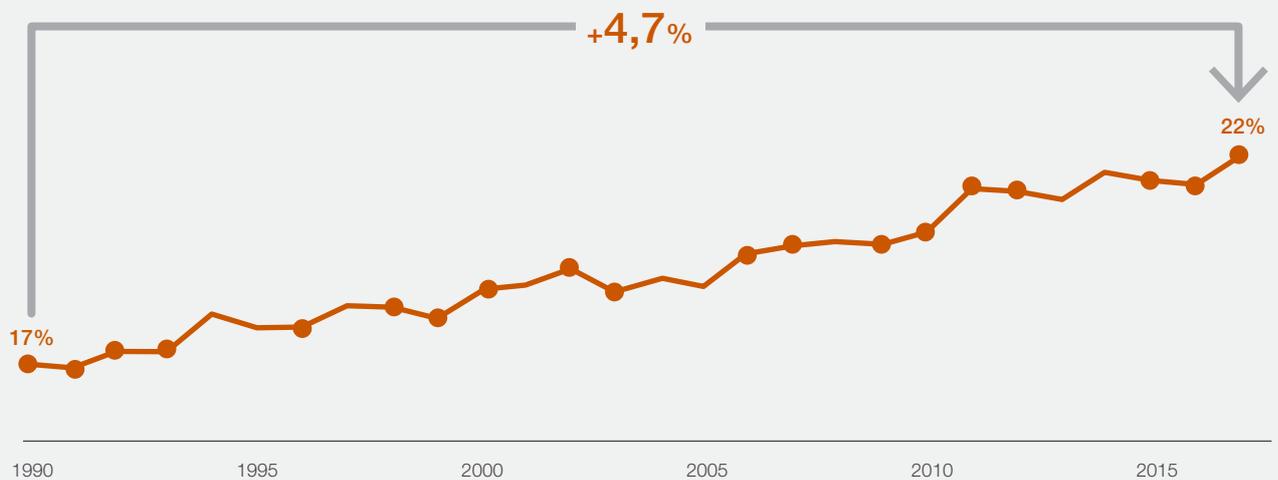
In particolare, l'andamento del PIL risulta ancora essere il fattore con la più alta incidenza sulla variazione dei consumi elettrici. Come si evince dal confronto tra la *Figura 12* e la *Figura 13*, i **trend di PIL e domanda elettrica hanno presentato un andamento fortemente correlato negli ultimi anni.**

FIGURA 13 *Evoluzione Prodotto Interno Lordo [mld€] (valori concatenati con anno di riferimento 2010)*



Ulteriore fattore di influenza sui consumi elettrici è il crescente ricorso al vettore elettrico nei consumi energetici finali. Dal 1990 al 2017, **la quota di elettrificazione**, ossia il rapporto tra i consumi elettrici e i consumi energetici finali, è **cresciuta di circa 5 punti percentuali**, come mostra la *Figura 14*.

FIGURA 14 *Evoluzione della quota di elettrificazione sui consumi finali dal 1990 al 2017 [%]*

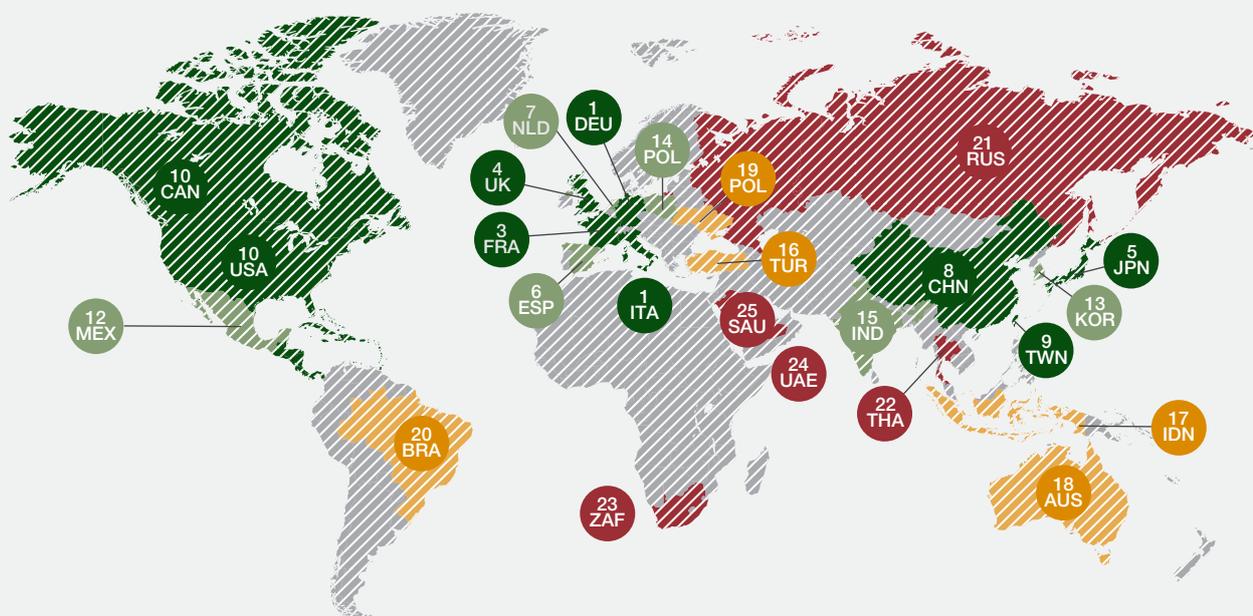


Infine, come detto, il principale fattore che tende a ridurre i consumi di energia elettrica è la spinta verso l'**efficientamento energetico**.

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 circa **12 Mtep di risparmi cumulati di energia (consumi finali)**.

Nel suo 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 15).

FIGURA 15 **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.

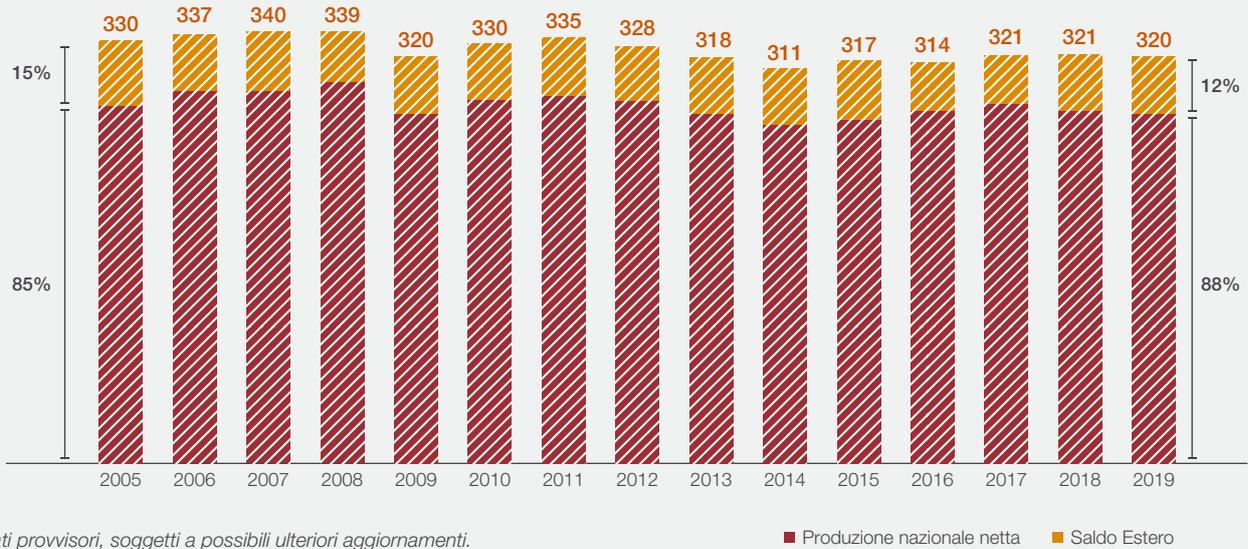


### 2.3.2 Copertura del fabbisogno

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**.

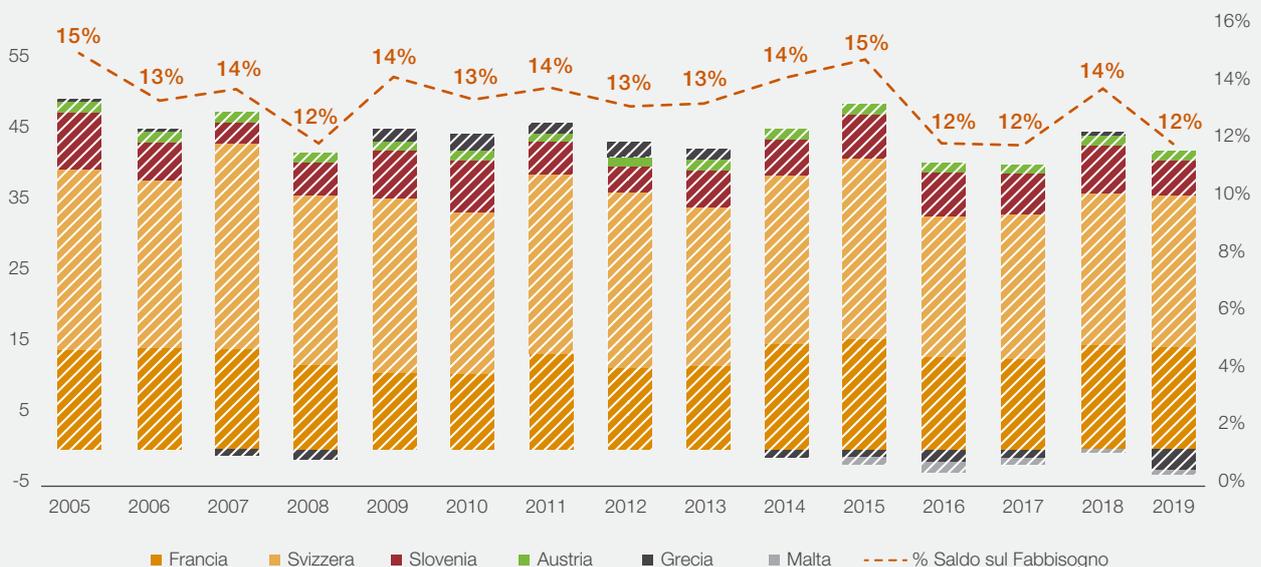
In particolare, **circa l'88% del fabbisogno è assicurato da produzione nazionale**, pari alla produzione netta del parco di generazione decurtata dell'energia destinata ai pompaggi. Sebbene tale quota sia rimasta praticamente costante nel tempo (Figura 16), il contributo delle diverse fonti alla produzione interna è fortemente variato negli ultimi anni, come si vedrà nel dettaglio del prossimo paragrafo.

FIGURA 16 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 12% nel 2019, 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 (oltre il 90% nel 2019) sulle quali la capacità di interconnessione è maggiore (Figura 17 e Figura 18).

FIGURA 17 Dettaglio per frontiera del saldo con l'estero e copertura rispetto al fabbisogno [TWh, %]

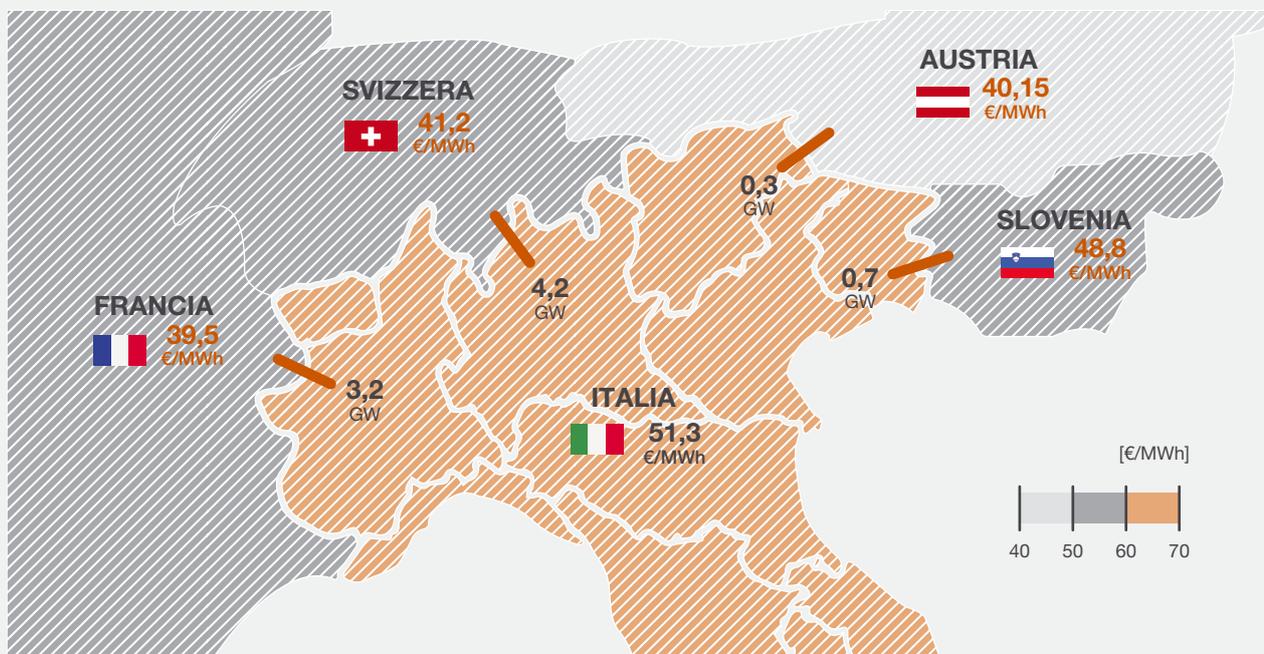


Il contributo dell'import, infatti, è principalmente guidato da due fattori fondamentali: il **differenziale di prezzo tra l'Italia e i Paesi confinanti e la capacità delle interconnessioni transfrontaliere**.

L'Italia presenta da anni uno spread positivo di prezzo dell'energia elettrica con i Paesi della frontiera Nord. **Nel 2019 lo spread medio rispetto a questi Paesi è stato di quasi 9 €/MWh, con un differenziale massimo sulla frontiera francese (circa 12 €/MWh) e un differenziale minimo di 3 €/MWh con la frontiera slovena (Figura 18).**

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 18 **Prezzo medio annuo 2019 dell'energia elettrica [€/MWh] e capacità di interconnessione 2019 [GW] tra Italia e Paesi della frontiera Nord**



Fonte: Dati Terna ed elaborazione Terna su dati Bloomberg.

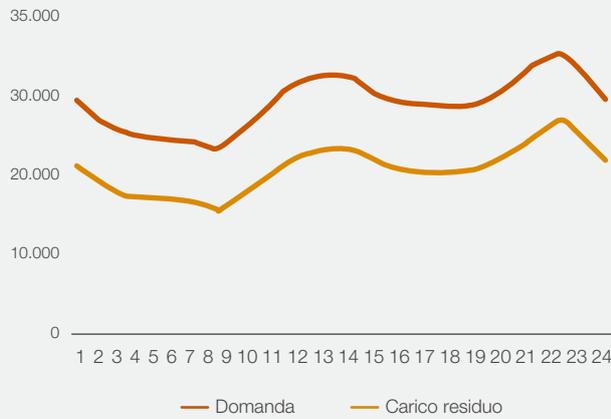
### 2.3.3 L'evoluzione del Carico Residuo

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.

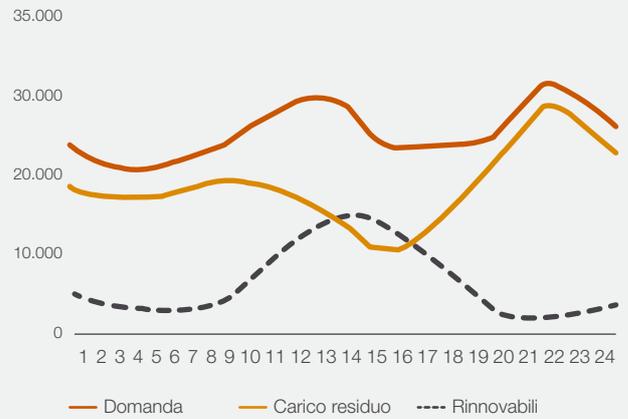
La "forma" del carico residuo (Figura 19) si è evoluta negli ultimi anni differenziandosi sempre di più dalla forma della domanda elettrica complessiva, e questo fenomeno sarà sempre più evidente negli scenari previsionali, come si vedrà nel Capitolo 4 per effetto del previsto importante incremento della 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 19 Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione fotovoltaica ed eolica e del carico residuo [GW]

2010

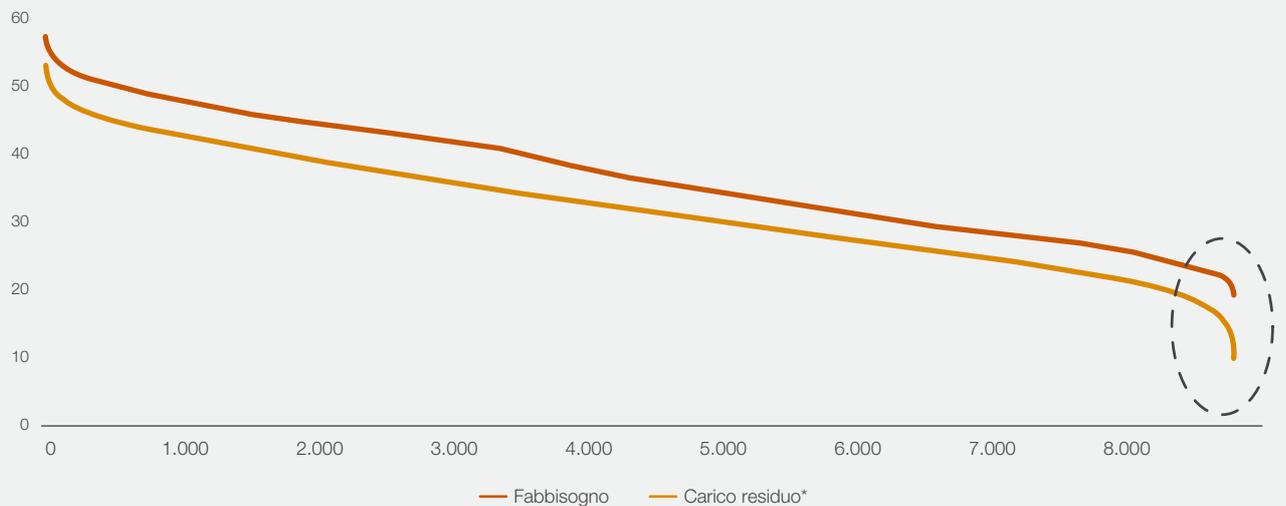


OGGI



Il trend appena descritto può essere osservato anche su base annuale, attraverso il confronto delle curve di durata del fabbisogno e del carico residuo. La curva di durata del carico residuo si posiziona al di sotto di quella del fabbisogno, e raggiunge valori molto più bassi in prossimità del minimo (Figura 20). Tale condizione si verifica nelle ore in cui le FRNP coprono un'ampia quota del fabbisogno complessivo, con impatti sulla gestione del Sistema Elettrico.

FIGURA 20 Curva di durata del fabbisogno e del carico residuo nel 2018 [GW]



\* Fabbisogno al netto della produzione eolica e fotovoltaica.

# Impatti sul sistema elettrico 2.4

La transizione energetica 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.

Tali caratteristiche tecniche fanno sì che la crescente penetrazione delle FER e la contestuale riduzione degli impianti termoelettrici generino i seguenti impatti sulla rete:

- riduzione dell'inerzia del Sistema Elettrico, indispensabile per garantire la stabilità della frequenza e la capacità di resistere alle perturbazioni di rete;
- riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di regolazione della tensione (regolazione della potenza reattiva);
- riduzione della potenza di cortocircuito del Sistema Elettrico con effetti negativi sulla Power Quality e sulla sicurezza.

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 segue 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.

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.



## 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 l'indirizzamento fornito 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.

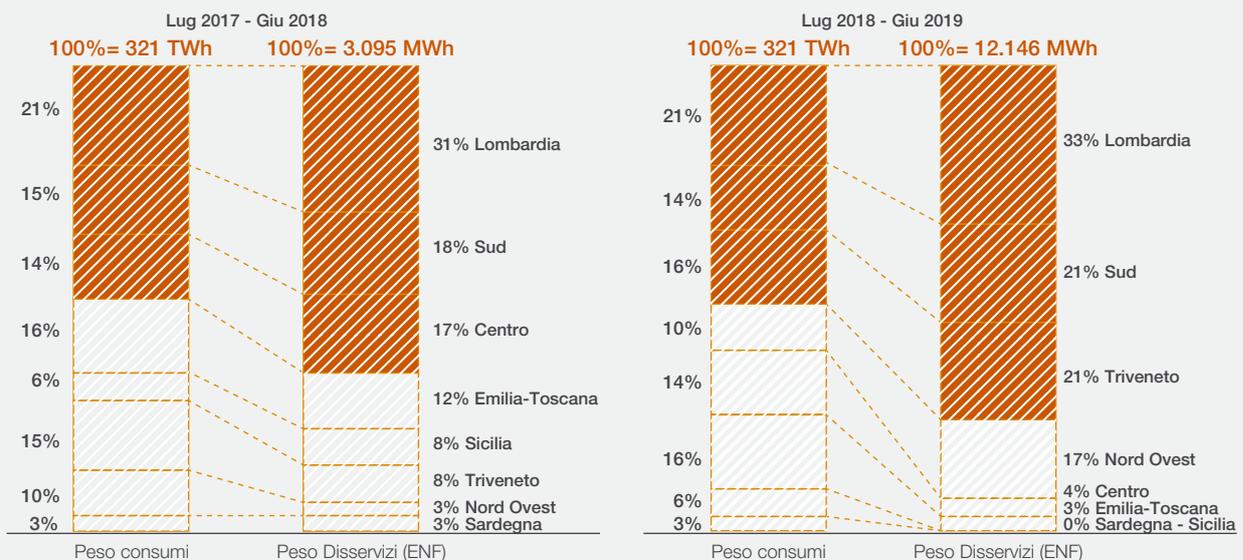
### 2.4.1.1 Continuità del servizio della rete di trasmissione- Reti AAT/AT

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 21* sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2018 e Giugno 2019 hanno registrato i livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica più critici riguardo ai rispettivi tassi di domanda.

**FIGURA 21** Continuità del servizio di alimentazione – Disalimentazioni su reti AAT/AT (rete di trasmissione e reti di subtrasmissione)

#### DISALIMENTAZIONI SU RETI AAT/AT: RETE DI TRASMISSIONE E SUBTRASMISSIONE



Circa il 75% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda Regione Lombardia<sup>5</sup> e le Regioni del Sud<sup>6</sup> e del Triveneto<sup>7</sup>.

<sup>5</sup> Il giorno 29 Ottobre 2018 si è verificata una disalimentazione di varie CP (Asiago, Giustino, Saviner, Fonte Alto, ecc.) del fenomeno meteorologico catastrofico (alluvione) che ha colpito le regioni del Triveneto e della Lombardia..

<sup>6</sup> Il giorno 7 Giugno 2019, a causa di un guasto al trasformatore di misura presso l'impianto di Castrovillari, sono stati disalimentati gli utenti Italcementi Matera e Castrovillari, comportando una ENF di circa 2085 MWh.

<sup>7</sup> Il giorno 27 Giugno 2019, a causa di un guasto al trasformatore di misura presso l'impianto, di proprietà di e-distribuzione, è stato disalimentato l'utente Riva Acciaio, comportando una ENF di circa 3640 MWh.

### 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.

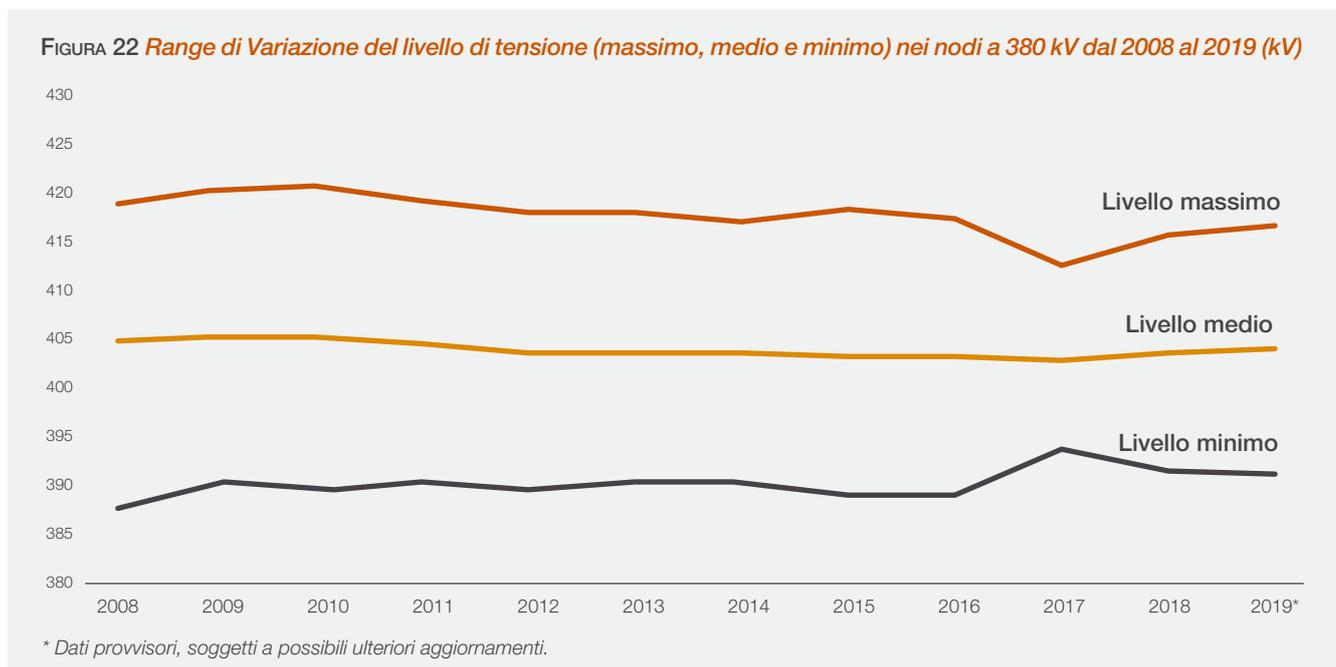
Infatti, in ciascun nodo di una rete elettrica, si verificano variazioni lente di tensione legate principalmente alle modifiche periodiche del carico da alimentare, oltre che alle sue caratteristiche (componente attiva/ reattiva) - tra le ore diurne e notturne, i giorni feriali e festivi, i mesi estivi 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 2018 - Giugno 2019 si è osservata per le stazioni a 380 kV una deviazione dei valori intorno alla media di circa 4 kV. L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona 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 22** riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 380 kV della RTN<sup>8</sup>, nel periodo 2008-2019.



Nel suddetto periodo di riferimento le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvigionabili 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 23** e la **Figura 24** 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 25** 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 2018 e Giugno 2019.

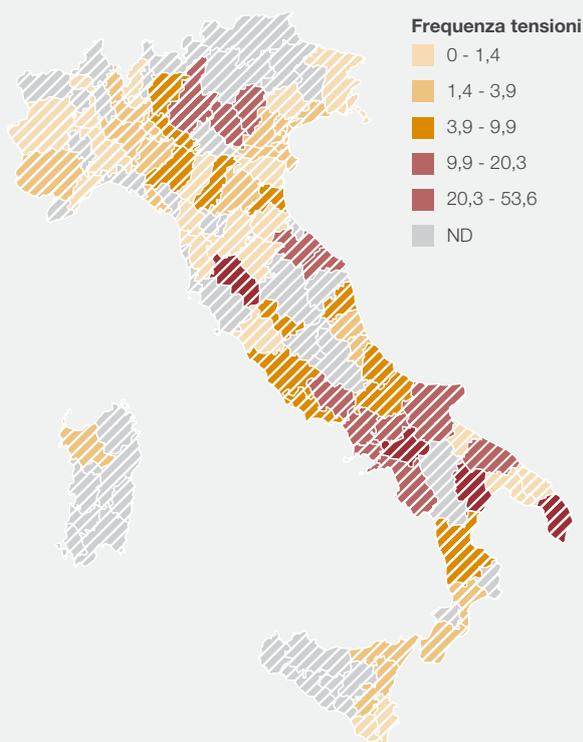
Si notano valori di tensione più elevati in Campania, Basilicata e Toscana.

Nella **Figura 26** 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 2018 e Giugno 2019.

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.

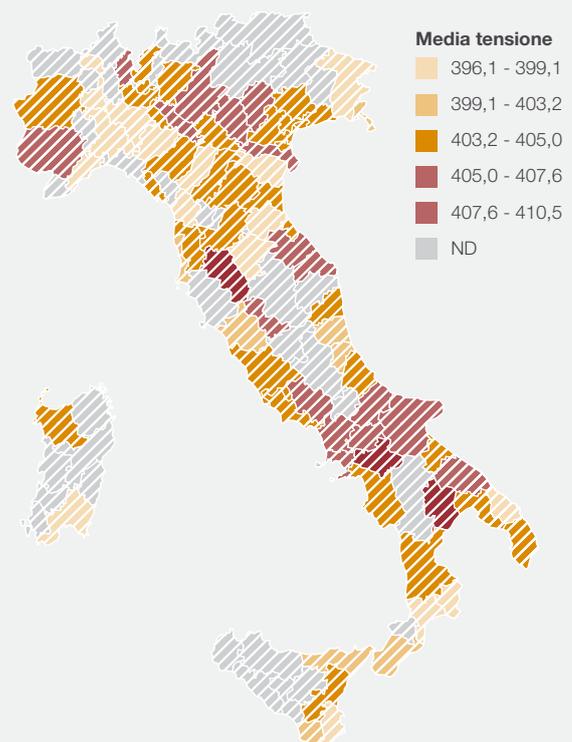
Relativamente alle suddette problematiche, l'installazione presso alcune stazioni di apparati che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) ha consentito da una parte di migliorare i profili di tensione nelle aree critiche, e dall'altra di ridurre la necessità di ricorrere all'approvvigionamento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

**FIGURA 23** Distribuzione territoriale delle tensioni rete 380 kV - frequenza (%) con tensione maggiore di 410 kV (Lug 18 – Giu 19)



Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

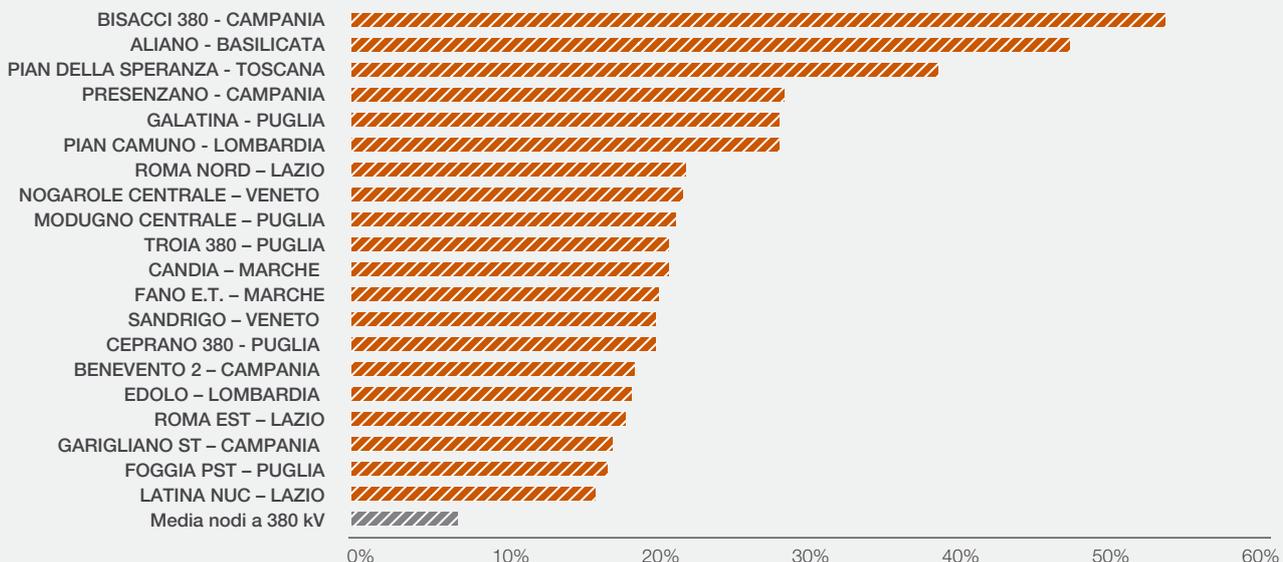
**FIGURA 24** Distribuzione territoriale delle tensioni rete 380 kV - valori medi (kV) (Lug 18 – Giu 19)



Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

FIGURA 25 *Andamento della tensione ai nodi critici – sovratensioni (Luglio 2018 – Giugno 2019)*

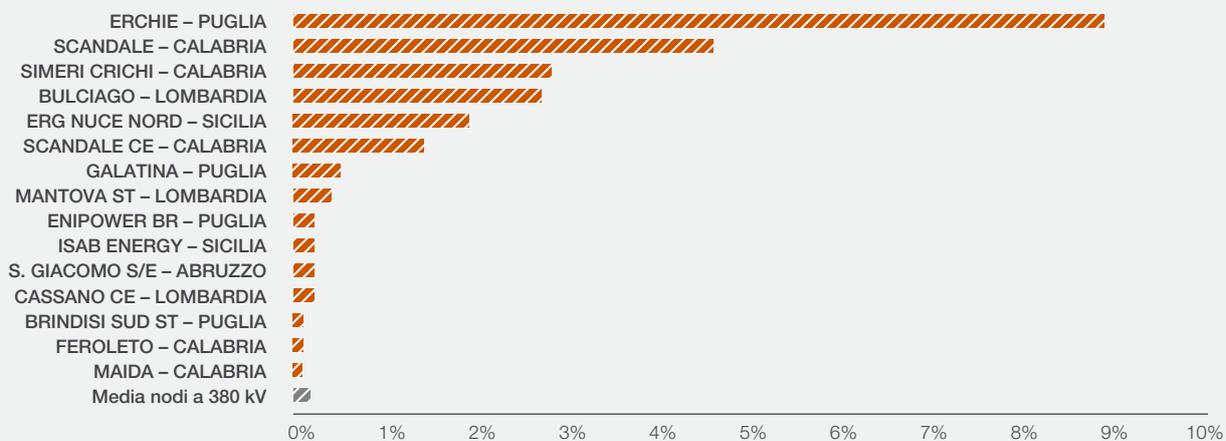
**NODO - REGIONE SOVRATENSIONI**



Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

FIGURA 26 *Andamento della tensione ai nodi critici – sottotensioni (Luglio 2018 – Giugno 2019)*

**NODO - REGIONE SOTTOTENSIONI**



Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.



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 27).

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 27 *Rappresentazione del profilo della tensione al verificarsi di un cortocircuito*

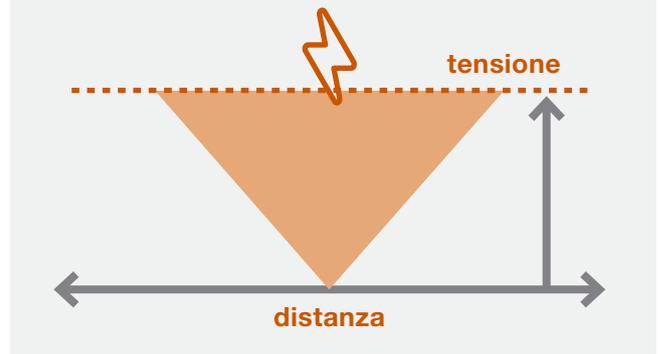
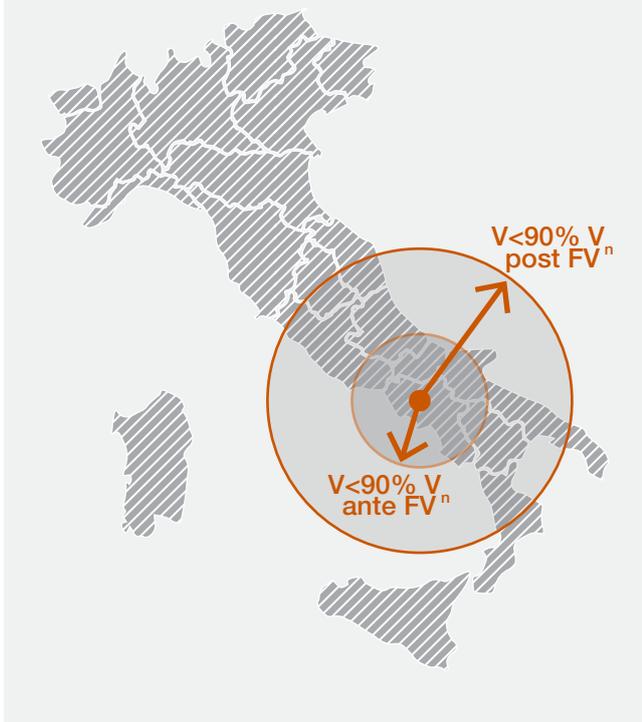


FIGURA 28 *Effetti della penetrazione della Generazione Distribuita sull'estensione dell'area del buco di tensione in caso di guasto in rete*



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 28);
- 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, in primis, 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 Difesa 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 Difesa 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 prevede otto aree tematiche, riconducibili all'esercizio della rete e relative alle attività di programmazione, controllo, regolazione e protezione, riaccensione e monitoraggio del sistema elettrico, nonché un'area dedicata alla gestione sicura e ottimale delle fonti rinnovabili.

Il Piano di Difesa è parte integrante del Piano Sicurezza e rappresenta l'insieme di tutti gli apparati e sistemi utilizzati per la difesa del sistema elettrico in caso di disservizi sulla rete. I sistemi di difesa si possono suddividere in base alla modalità di attuazione delle regolazioni fondamentali del sistema elettrico, tra cui:

- **azioni automatiche:**

- il controllo delle sezioni critiche;
- l'alleggerimento del carico in condizioni di sotto-frequenza;
- l'alleggerimento del carico per minima tensione;
- i telescatti delle unità di produzione e della rete, (in alcuni casi l'armamento è manuale);
- gli apparati antipendolanti contro la perdita di passo;
- gli apparati per la formazione di isole di carico.

- **azioni manuali:**

- inserzione di reattanze shunt;
- il banco manovra per il distacco degli utenti Interrompibili in tempo reale e con preavviso;
- il banco manovra emergenza per il distacco dell'utenza diffusa.

- **azioni programmate:**

- la variazione del set point e il blocco dei variatori di rapporto degli Autotrasformatori e dei Trasformatori;
- il piano per i distacchi programmati a rotazione.

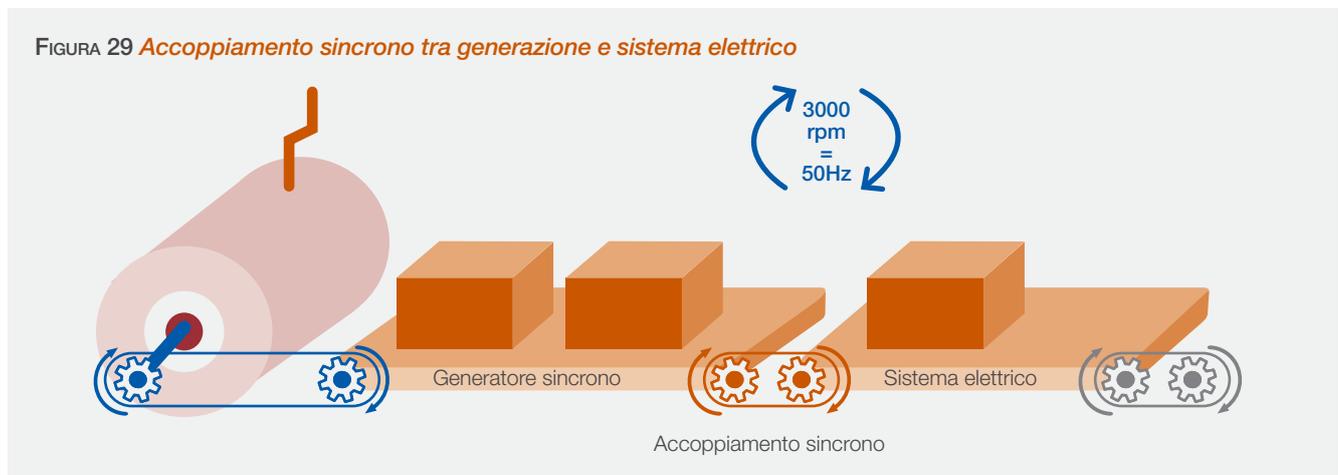
### 2.4.2.1 La stabilità del sistema elettrico

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 elettromagneticamente 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 29*.

**FIGURA 29** Accoppiamento sincrono tra generazione e sistema elettrico

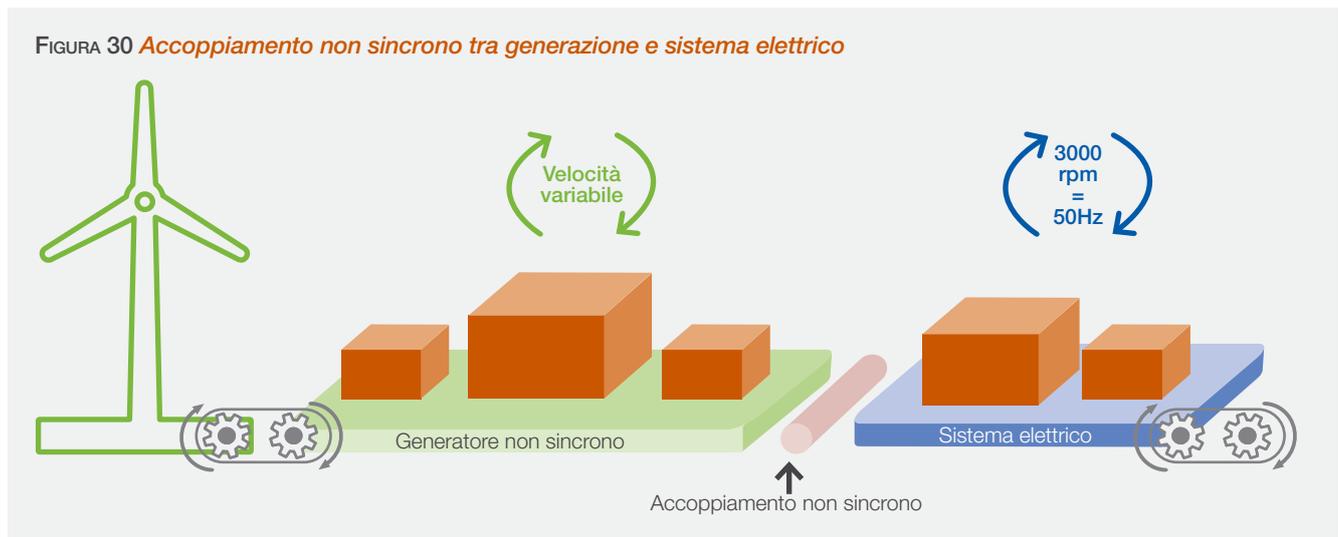


Una perdita di generazione viene vista dai restanti gruppi connessi alla rete come un incremento istantaneo del carico elettrico da alimentare. Analizzando il comportamento di un singolo gruppo rotante, è possibile osservare che, nei primi istanti, la potenza meccanica erogata dal motore primo risulta 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 30*.

**FIGURA 30** 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).

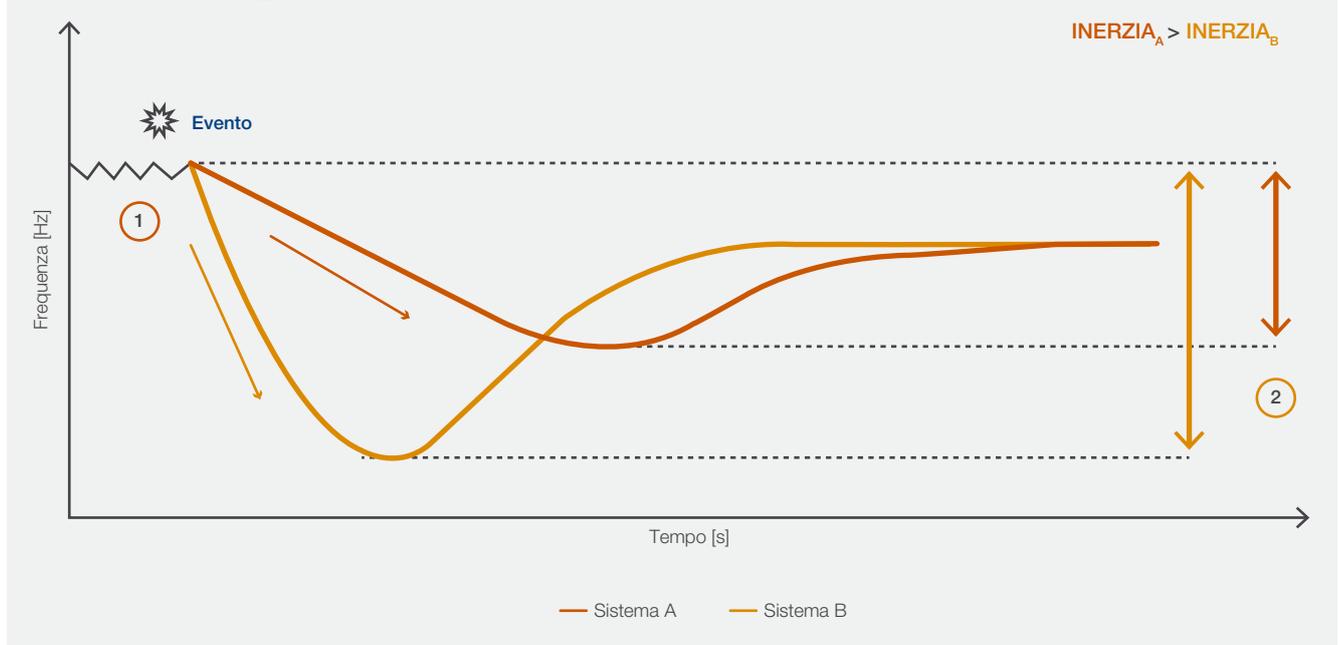
Inoltre, occorre considerare che la transizione energetica implica un cambiamento radicale dei sistemi elettrici, caratterizzati da una inerzia sempre minore, una forte diminuzione della potenza di cortocircuito della rete, una estrema variabilità dei flussi di potenza con una forte spinta dalle aree 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 32*). 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 32** *Andamento del transitorio di frequenza in caso di perdita di generazione su due sistemi caratterizzati da diversa inerzia*

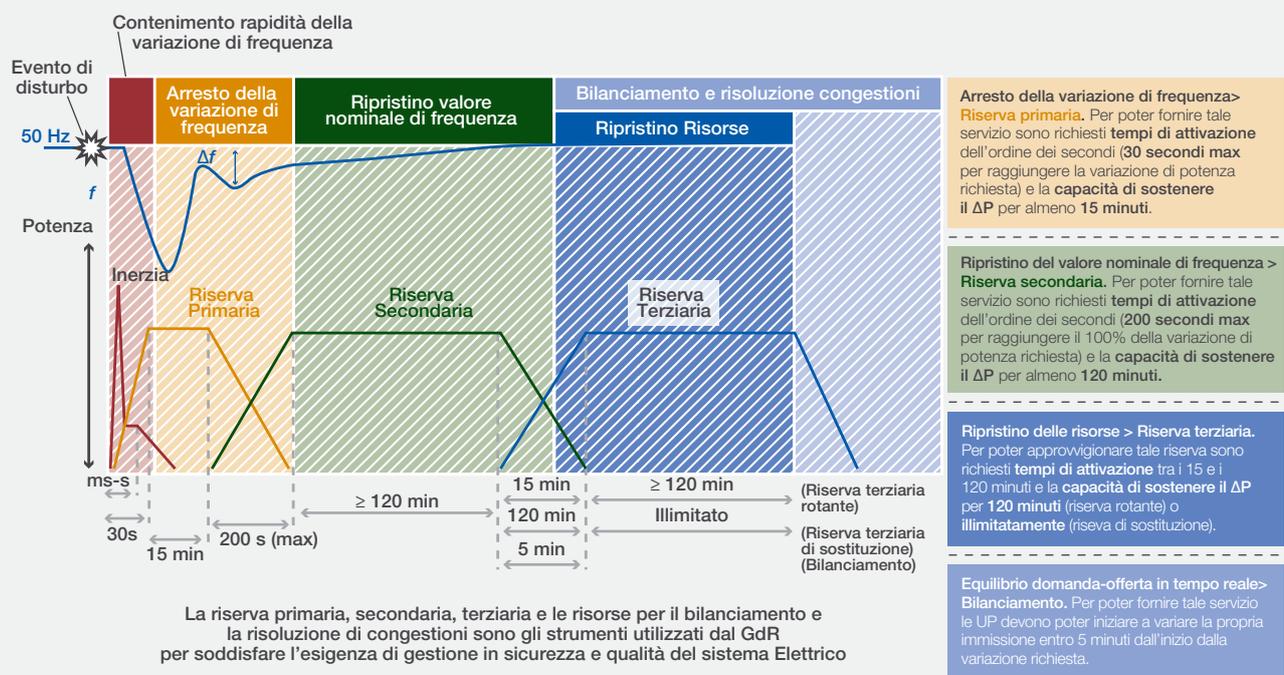


La **Figura 33** mostra come a seguito di un evento perturbativo, la frequenza non torna naturalmente al suo valore nominale, ma si devono mettere in atto azioni, automatiche e non, che permettano di ripristinare i normali valori di esercizio.

Per fare ciò, Terna si approvigiona della capacità di riserva necessaria per mettere in atto azioni per la regolazione della frequenza (**Figura 33**):

- **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 33** Schematizzazione della regolazione di frequenza in funzione del tempo di intervento



Fonte: Terna

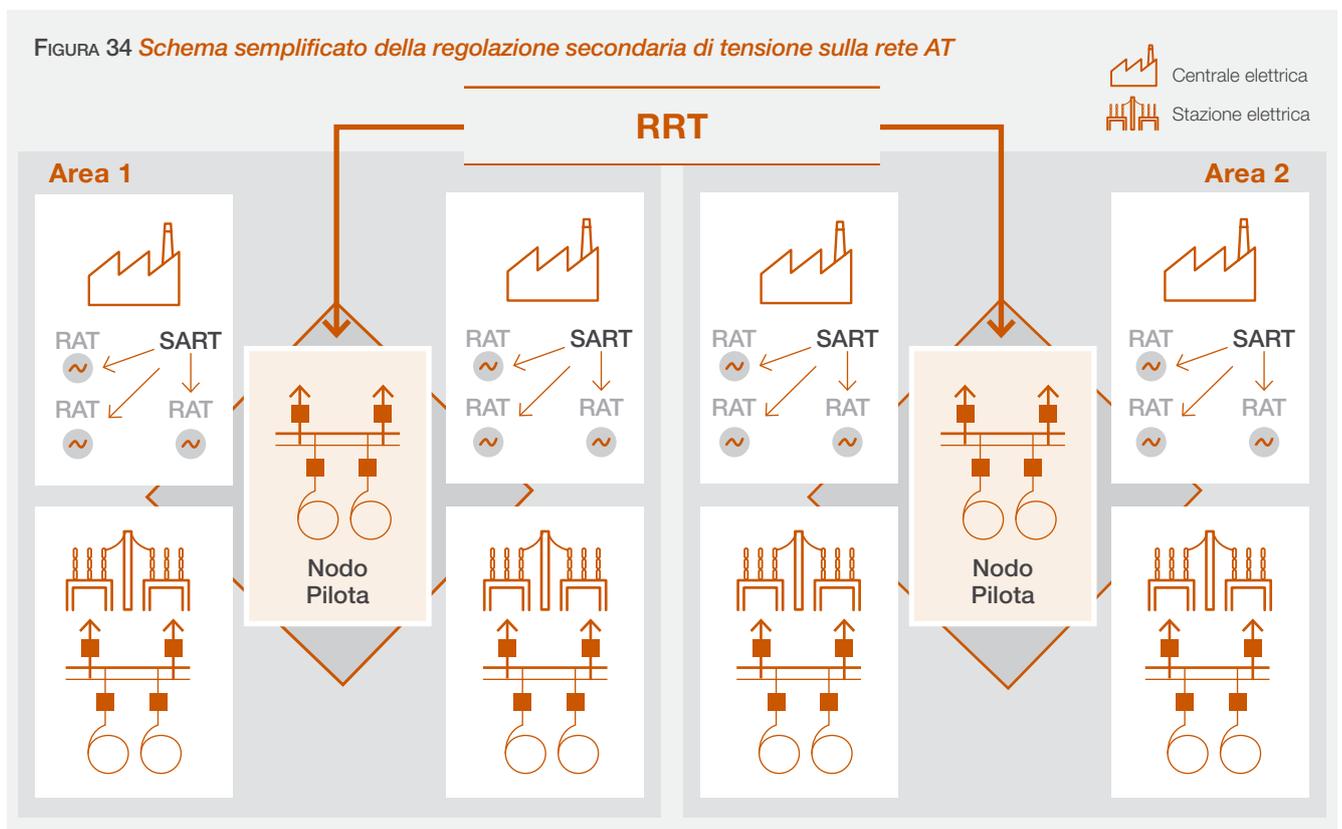
La regolazione della frequenza è effettuata oggi esclusivamente da unità di produzione con potenza nominale maggiore di 10 MVA, ad eccezione di quelle alimentate da Fonti Rinnovabili Non Programmabili. Pertanto, la riduzione dei gruppi termici abilitati a offrire servizi di regolazione sta causando una 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 impedisce segnali di livello a centrali elettriche e stazioni afferenti alla stessa Area (Figura 34):
  - 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 34 Schema semplificato della regolazione secondaria di tensione sulla rete AT



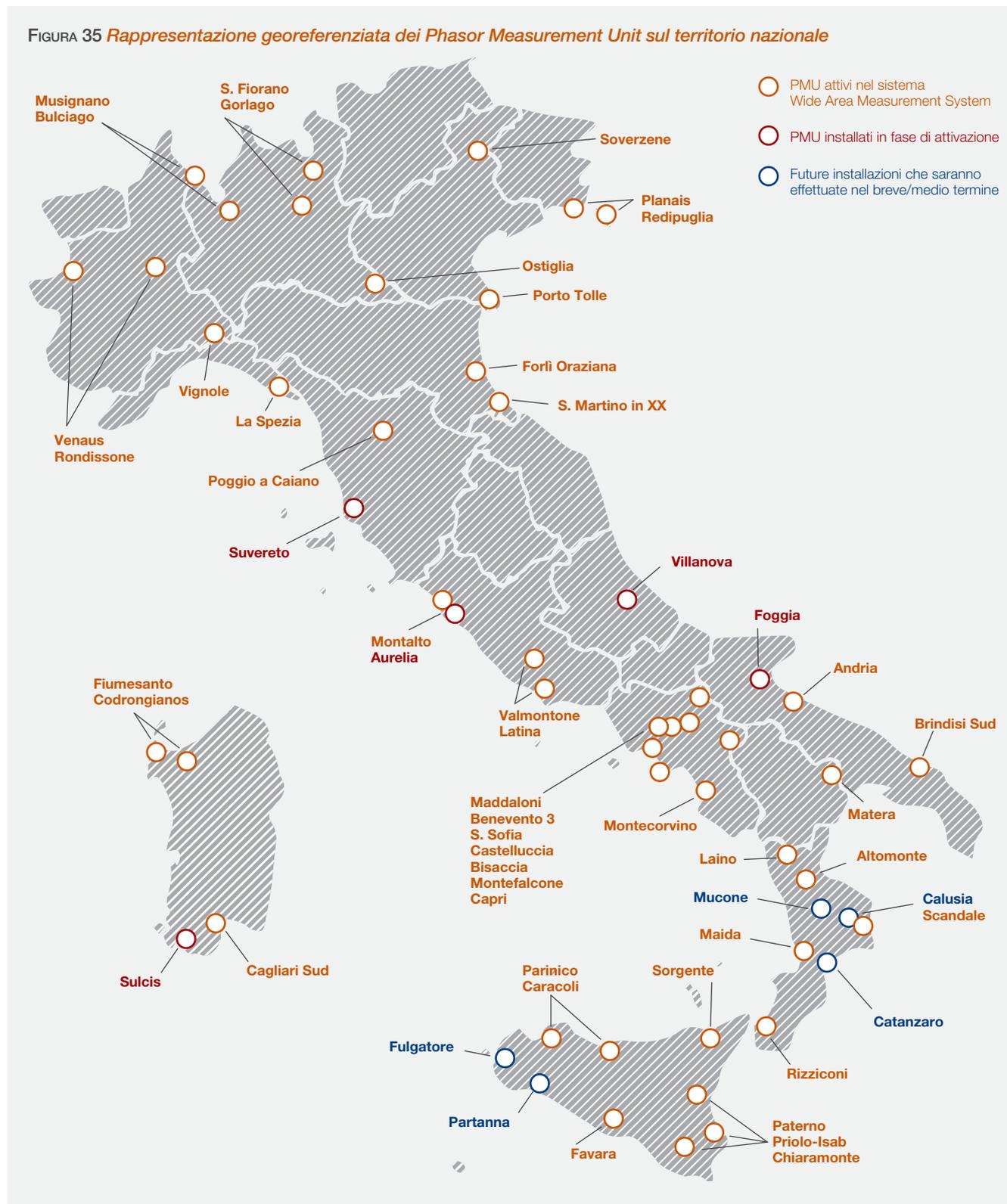
In tale contesto, riveste particolare importanza il ruolo del compensatore sincrono, costituito da una macchina elettrica rotante (alternatore) del tutto analoga a quella utilizzata per i generatori rotanti, ma senza il motore primo. Tale strumento permette di regolare la potenza reattiva in maniera 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.

Terna, infine, ha introdotto un sistema di monitoraggio, al momento tra i più estesi al mondo, delle grandezze elettriche con una scansione pari a 20 millisecondi e sincronizzazione ad alta precisione che consente di individuare in tempo reale l'insorgere dei fenomeni oscillatori sopra descritti (Figura 35).

FIGURA 35 *Rappresentazione georeferenziata dei Phasor Measurement Unit sul territorio nazionale*

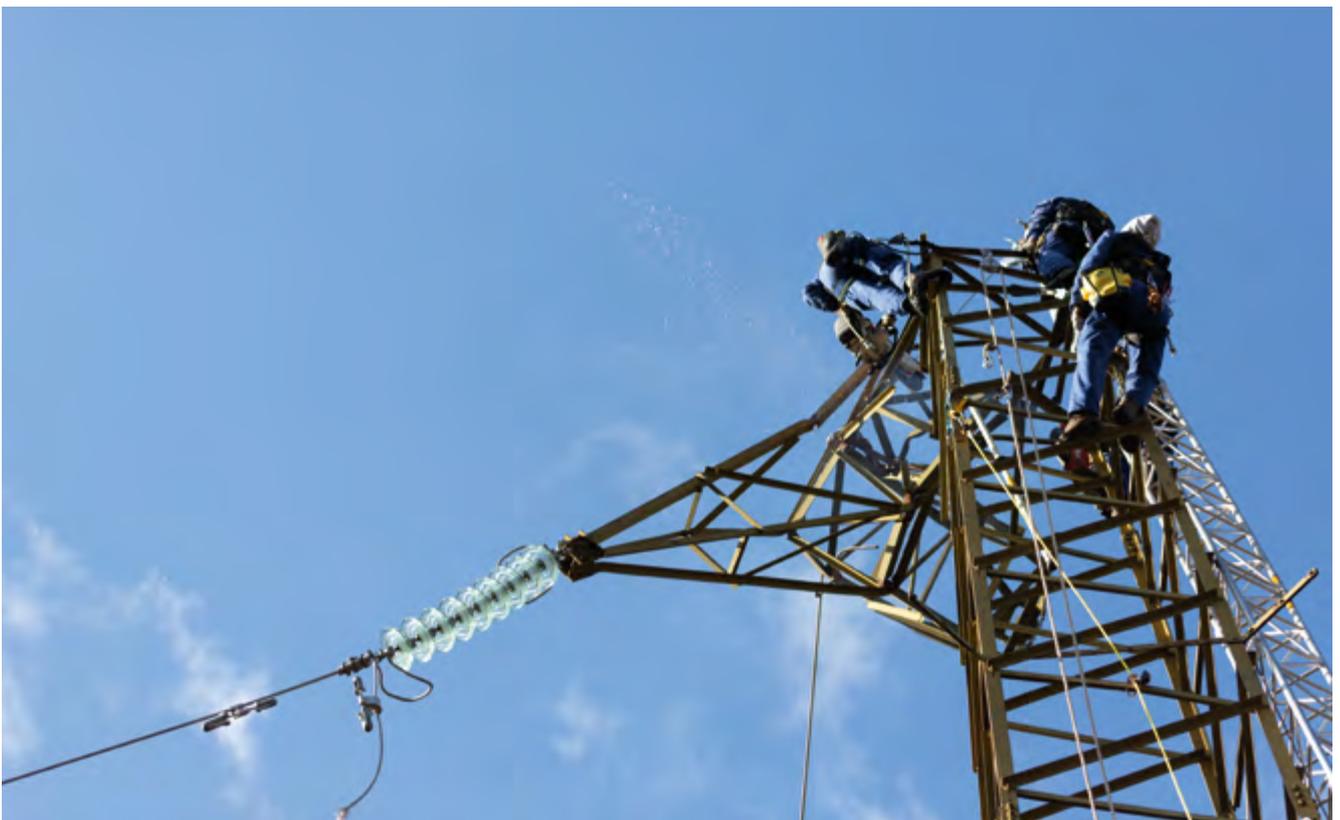
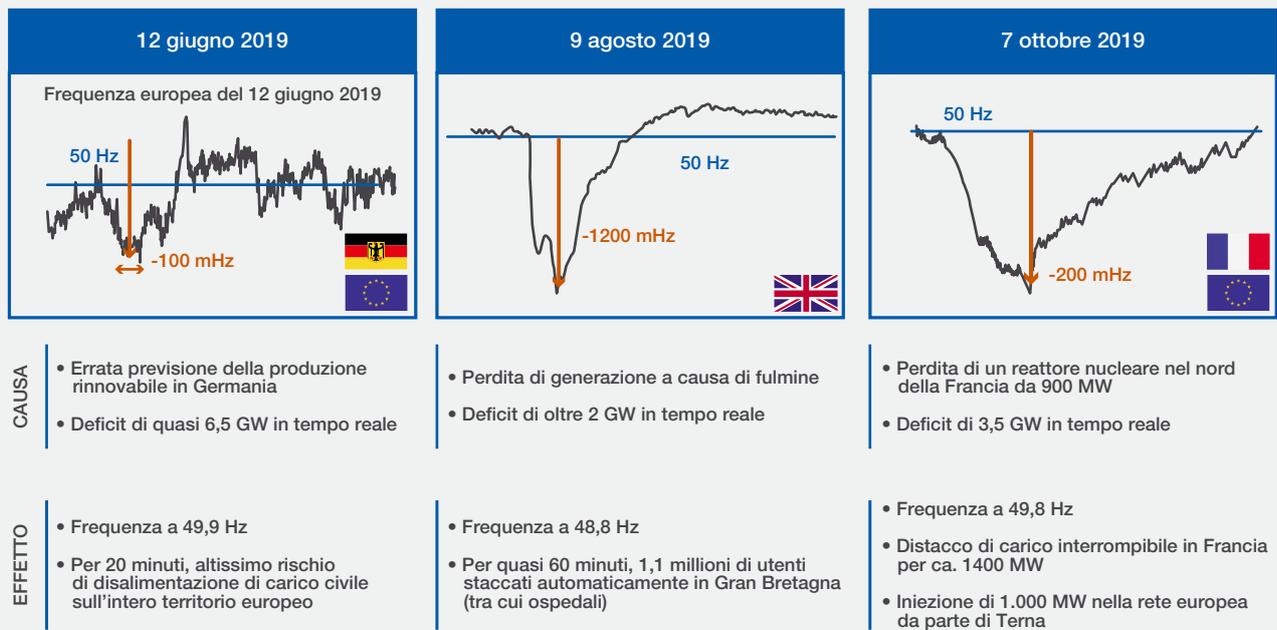


## FOCUS EVENTI SU RETI ESTERE



In tutta Europa si sono verificati fenomeni nell'ultimo anno legati alla progressiva fragilità della rete. L'integrazione di nuova capacità FER in un contesto di progressiva riduzione delle grandi unità di generazione richiede interventi strategici in termini di sviluppo rete, risorse di accumulo e flessibilità per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

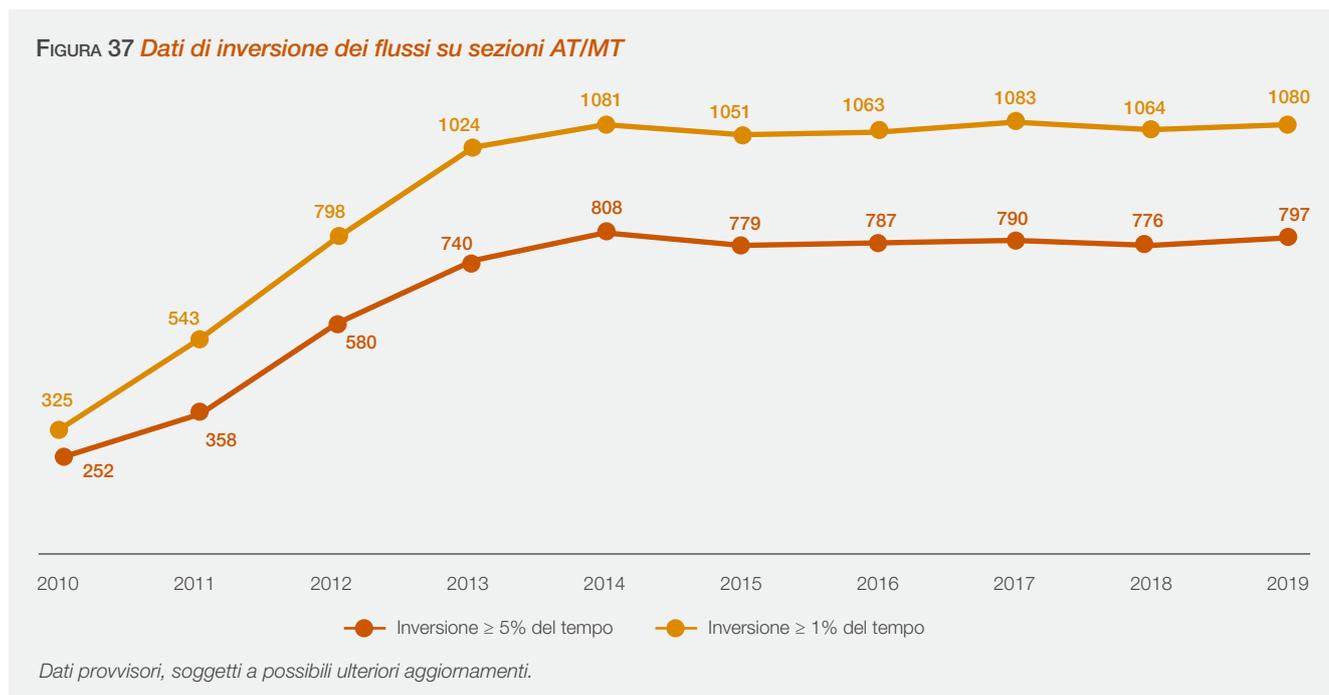
FIGURA 36 *Andamento della frequenza a seguito di eventi critici sulla rete europea*



### 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-settembre 2019 (Figura 37) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1.080 e 797 sezioni di trasformazione AT/MT delle Cabine Primarie di distribuzione.



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 approvigionare sul mercato dei servizi con conseguente aumento dei prezzi, questa tematica sarà affrontata nel paragrafo 2.10.

### 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.

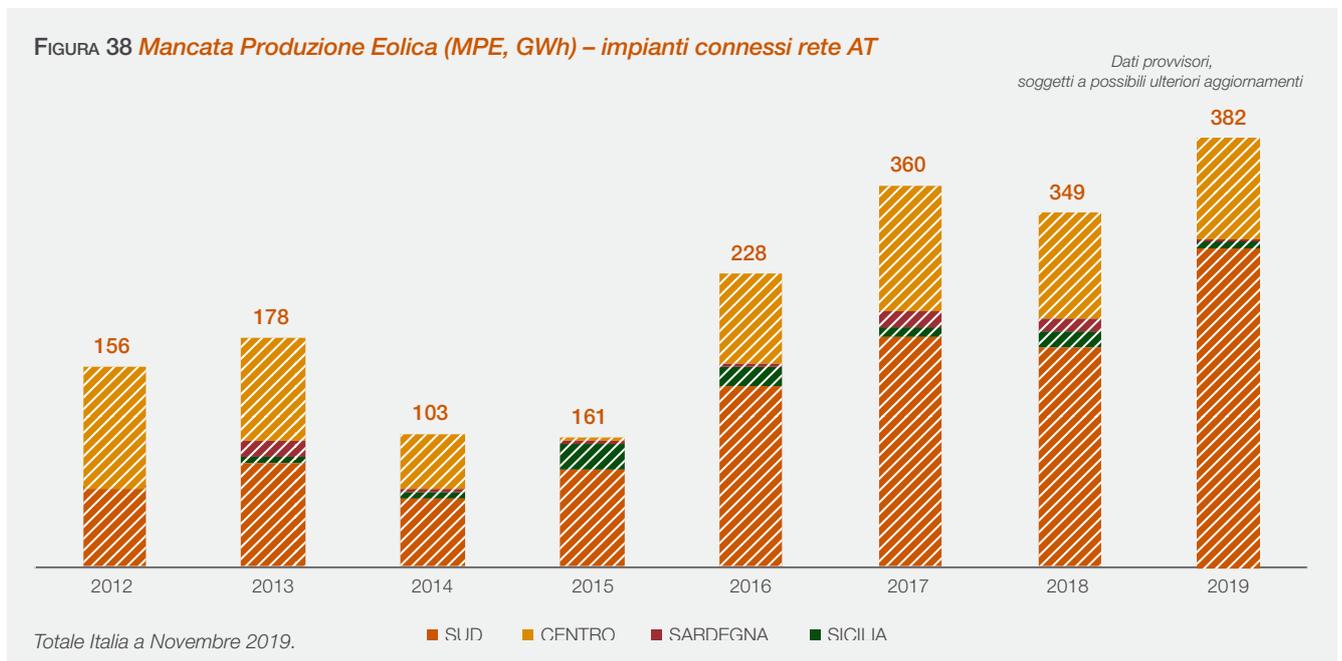
A livello di gestione del sistema elettrico nel suo complesso, come meglio descritto nel seguito, si sono presentate nuove ed importanti problematiche di mantenimento dell’equilibrio complessivo tra produzione, carico e scambi con l’estero, nonché criticità in termini di disponibilità della necessaria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

Qualora si verificano 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 agisce su sorgenti rinnovabili che insistono sulla rete AT e in particolare gli impianti eolici (riduzione della produzione). L’indicatore attraverso il quale si misura tale azione è definito come la Mancata Produzione Eolica (MPE).

FIGURA 38 **Mancata Produzione Eolica (MPE, GWh) – impianti connessi rete AT**



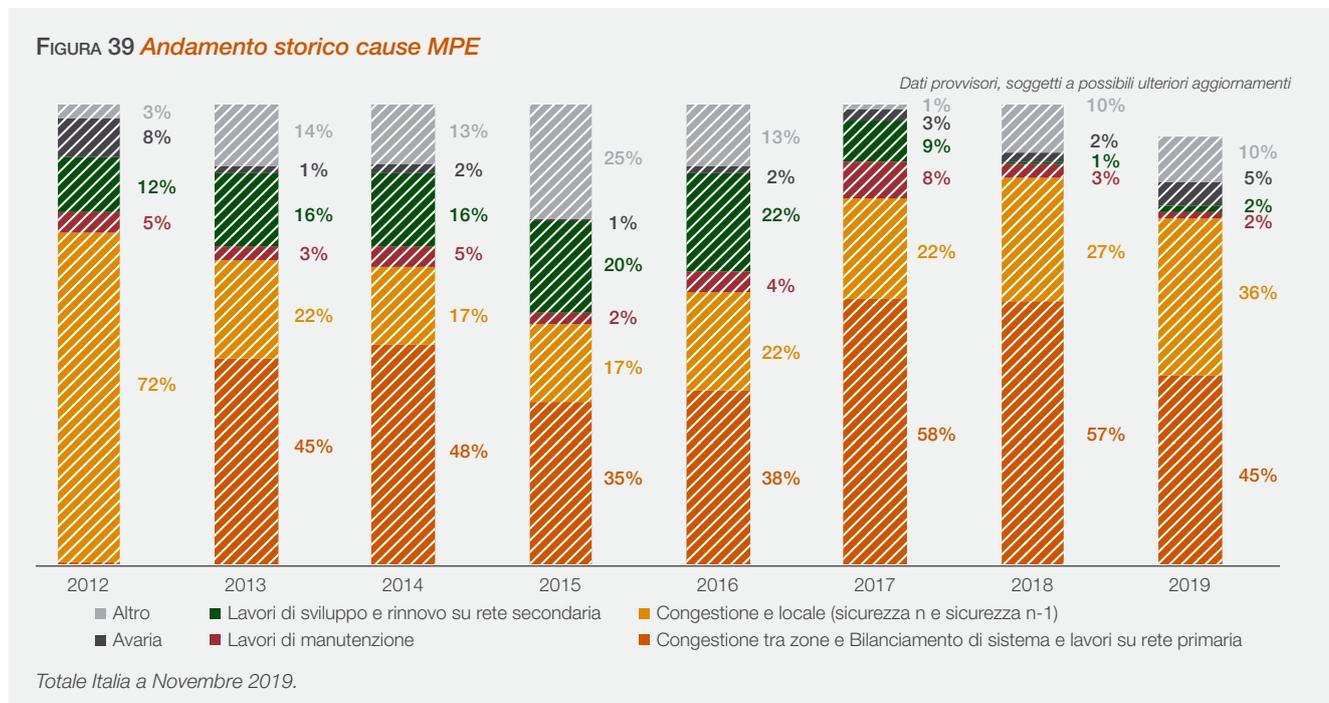
Il Mercato dell’Energia evidenzia l’andamento dal 2012 della MPE, remunerata, suddivisa per zona di mercato e l’incidenza della stessa MPE sulla produzione eolica totale a livello italiano. Ad ogni modo, i valori registrati in tale arco temporale risultano sensibilmente inferiori a quelli registrati in precedenza (700 GWh nel 2009), in virtù anche degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione messi in atto da Terna.

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.

La **Figura 39** rappresenta la suddivisione per causa della MPE per il periodo 2012- Novembre 2019.



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.

Negli scenari futuri, che prevedono una forte penetrazione da FER, è possibile che si debbano attuare azioni di curtailment della produzione FER 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.

# Resilienza

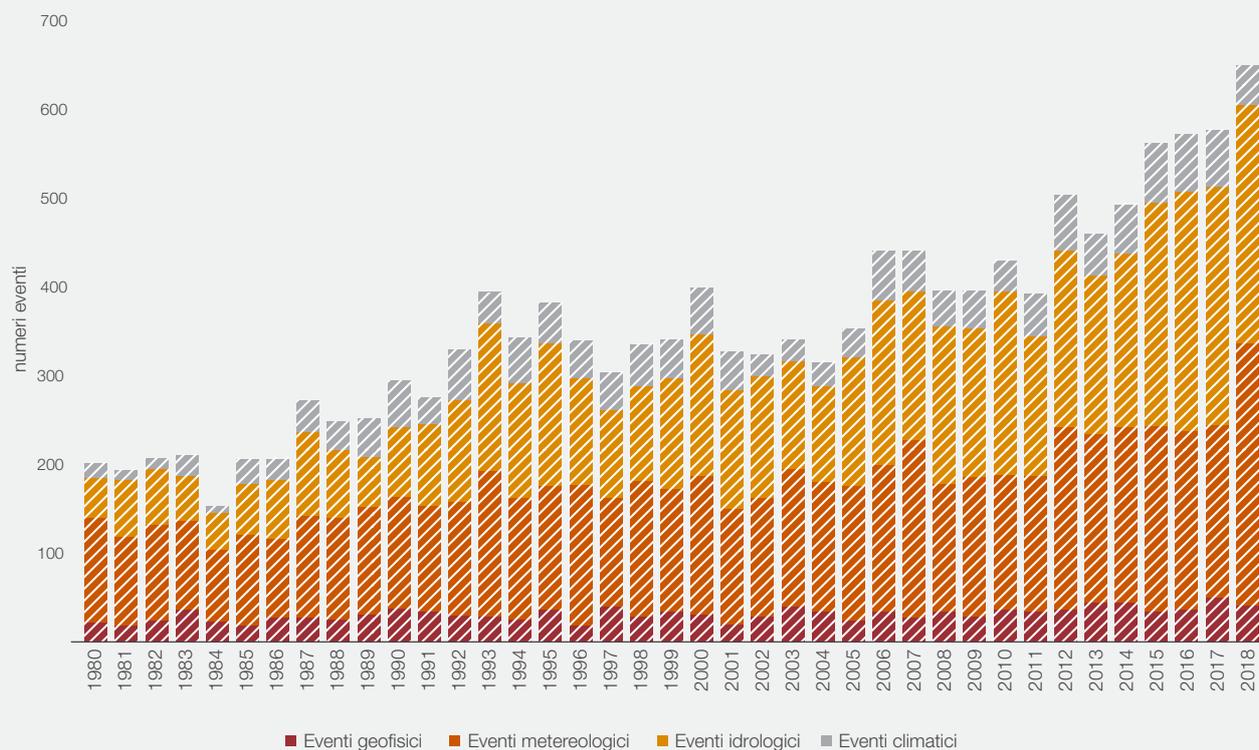
# 2.5

La resilienza, come definita nel capitolo 1, è la capacità di un 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.

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.

Sulla base di più di 18.000 eventi naturali rilevanti registrati a livello globale dal NatCatSERVICE - Munich Re<sup>8</sup> a partire dal 1980 è visibile come questi si siano triplicati in un arco temporale di 38 anni (Figura 40).

**FIGURA 40** Numero di eventi climatici rilevanti registrati dal 1980 al 2018 a livello globale



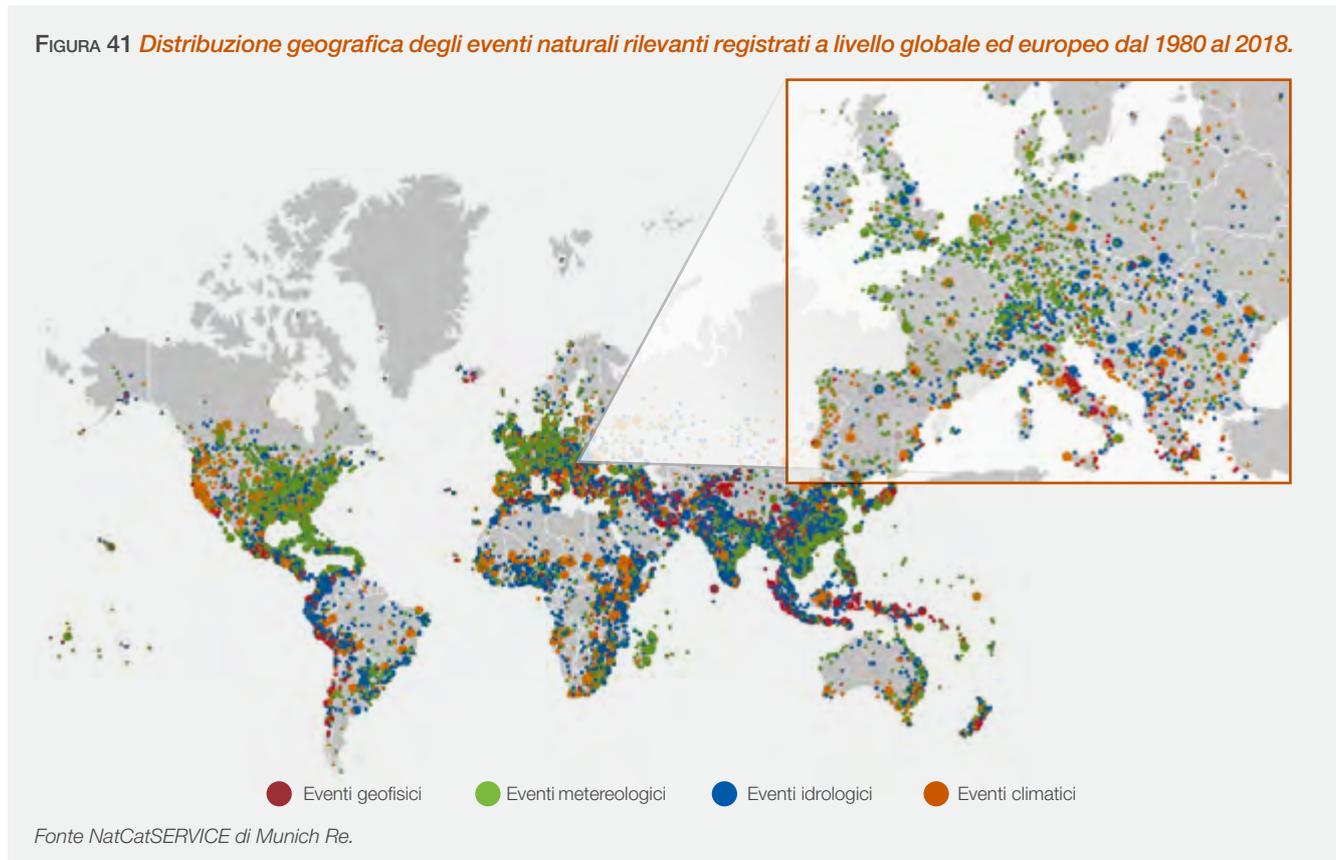
Fonte NatCatSERVICE di Munich Re.

Degli 850 eventi registrati nel solo 2018 gli eventi geofisici come terremoti, tsunami ed eruzioni vulcaniche rappresentano il 5% del totale, le tempeste costituiscono il 42% (eventi meteorologici), le inondazioni e le frane il 46% (eventi idrologici), mentre il restante 7% è attribuito ad eventi di gelo, ondate di calore ed incendi (eventi climatici). In generale, la distribuzione segue un trend crescente soprattutto per tempeste ed inondazioni.

I continenti più colpiti sono stati: Asia (43%), Nord America (20%), Europa (14%) ed Africa (13%).

<sup>8</sup> <https://natcatservice.munichre.com>

La distribuzione geografica degli eventi naturali rilevanti accaduti tra 1980 e 2018 è rappresentata in *Figura 41*.



L'European Environment Agency (EEA), sulla base del NatCatSERVICE -Munich Re, ha valutato in Europa le perdite economiche conseguenti ad eventi naturali nel periodo 1980-2018 pari a circa 557 miliardi di euro (non fanno parte della stima le perdite di vite umane, del patrimonio culturale o dei servizi ecosistemici). Tra questi le perdite causate da eventi idrologici, climatici e meteorologici estremi costituiscono l'83%.

Tra gli eventi registrati, quelli più dannosi in termini economici sono per il 31% dovuti ad alluvioni e frane, per il 31% ad eventi meteorologici (piogge torrenziali e tempeste di vento), per il 19% ad eventi climatici (ondate di gelo e calore, siccità e incendi boschivi) ed il restante il 19% ad eventi geofisici. In termini di vite umane 89% delle perdite è legato solo agli eventi climatici. L'Italia è il secondo paese, dopo la Germania, per maggiori perdite economiche derivanti da eventi naturali nel periodo 1980-2017; secondo l'Indicatore CLIM 39 si stimano 64.673 milioni di euro e 20.657 vittime fino al 2017<sup>8</sup>.

A livello globale, i fenomeni di ondate di calore, eventi di siccità, forti piogge e alluvione sono diventati più probabili e/o intensi a causa dei cambiamenti climatici<sup>9</sup>, mentre l'attribuzione ai cambiamenti climatici globali di fenomeni come tempeste ed eventi di piccola scala è molto più difficile, principalmente a causa della loro scarsa rappresentazione nei modelli climatici. Inoltre, in questi casi l'attribuzione degli effetti è aggravata dall'incremento dell'esposizione agli stessi fenomeni a causa di processi di antropizzazione, cattiva gestione del territorio, edificazione in aree a rischio e degrado degli ecosistemi.

I modelli di simulazione climatica segnalano per i prossimi decenni una tendenza all'aumento dei fenomeni atmosferici estremi<sup>10</sup>.

Secondo l'IPCC AR5<sup>11</sup> i picchi delle temperature massime, le precipitazioni intense e la siccità aumenteranno notevolmente nella maggior parte delle regioni del mondo, compresa l'Europa. Gli impatti dovuti all'aumento degli eventi estremi però, pur contando presumibilmente maggiori perdite, dipenderanno dal grado di resilienza e di vulnerabilità del territorio, entrambi fattori variabili in funzione del tipo di evento e di regione interessata.

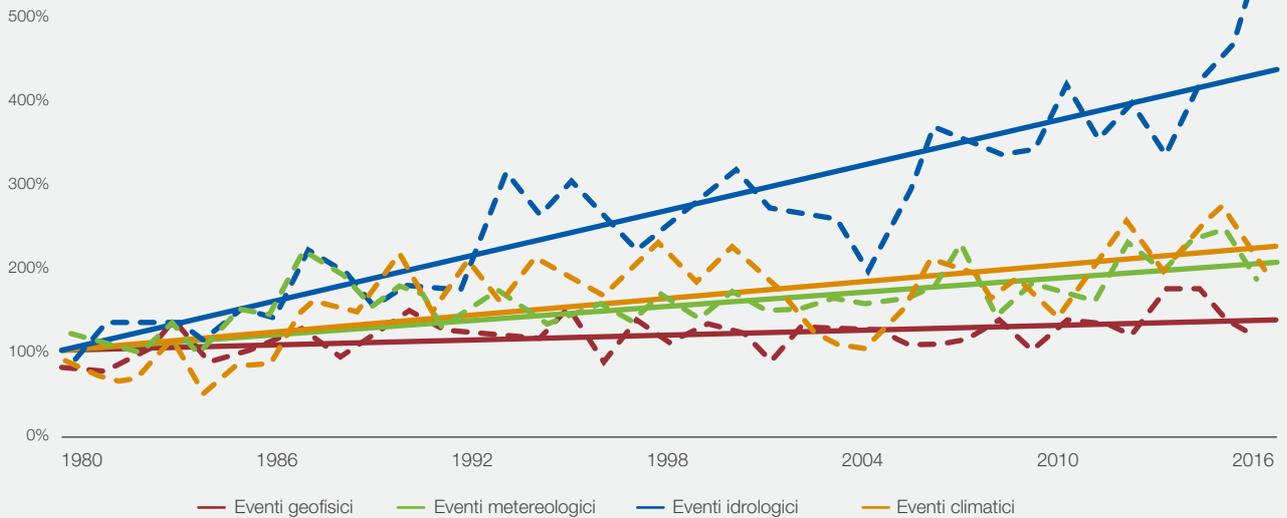
<sup>9</sup> <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/direct-losses-from-weather-disasters-3/assessment-2r>

<sup>10</sup> Quirin Schiermeier, "Droughts, heatwaves and floods: How to tell when climate change is to blame - Weather forecasters will soon provide instant assessments of global warming's influence on extreme events", Nature 560, 20-22 (2018)

<sup>11</sup> Michael Mann et al, 'Projected changes in persistent extreme summer weather events: The role of quasi-resonant amplification', Science Advances, Oct 2018.

Secondo Easac<sup>12</sup> (European Academies' Science Advisory Council) negli ultimi 36 anni gli eventi meteorologici estremi sono diventati più frequenti (Figura 42), con un significativo aumento di inondazioni e di altri eventi idrologici, che rendono ancora più urgente la necessità di affrontare i problemi climatici attraverso l'adozione di misure preventive di adattamento e di mitigazione. In Europa il numero di inondazioni e di altri eventi idrologici è quadruplicato dal 1980 e raddoppiato dal 2004; gli eventi climatici, come temperature estreme, siccità e incendi boschivi, sono più che raddoppiati dal 1980; gli eventi meteorologici, come le tempeste, sono raddoppiati dal 1980 al 2013.

FIGURA 42 *Andamento degli eventi estremi in percentuale*



Fonte: Easac



<sup>12</sup> [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/WGIIAR5-Chap23\\_FINAL.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/WGIIAR5-Chap23_FINAL.pdf)

Ulteriore conferma delle tendenze climatiche a livello nazionale è fornita dal Report 2019<sup>13</sup> di Legambiente: nubifragi, siccità, ondate di calore sono sempre più forti e prolungati. Dal 2010 ad oggi, sono 563 gli eventi registrati sulla mappa del rischio climatico, con 350 Comuni in cui sono avvenuti impatti rilevanti. Nel 2018, il nostro paese è stato colpito da 148 eventi estremi, che hanno causato 32 vittime e oltre 4.500 sfollati, un bilancio di molto superiore alla media calcolata negli ultimi cinque anni. Dal 2014 al 2018 le sole inondazioni hanno provocato in Italia la morte di 68 persone.

In *Figura 43* la ‘Mappa del rischio climatico’<sup>14</sup> evidenzia la diffusione e la dimensione degli impatti dei fenomeni meteorologici estremi nel territorio italiano, resi ancor più drammatici a causa del contesto idrogeologico locale, da scelte urbanistiche sbagliate e dall’abusivismo edilizio.

FIGURA 43 *Mappa del rischio climatico*



Fonte: Legambiente - [cittaclima.it](http://cittaclima.it)

Tra gli eventi storici degli ultimi 30 anni che hanno colpito l'Italia si ricordano: la tempesta di gelo del 26 Dicembre 1999, l'ondata di calore dell'estate 2003 e quella del 2006, il terremoto in Abruzzo (6-7 Aprile 2009), l'ondata di calore dell'estate 2015, il caldo record registrato in Italia nell'estate del 2017 (il giugno più caldo degli ultimi 150 anni) e le successive piogge torrenziali di Livorno, le ondate di gelo e neve del 1985 / 1996 / 1999/ 2012 e del 2017 in particolare in Abruzzo, le numerose alluvioni (Valtellina 1987, Piemonte 1994, Messina 2009, Veneto 2010, Genova del 2011 e 2014, Senigallia 2014, Livorno 2017... ).

Ed ancora gli eventi temporaleschi di fine ottobre 2018, i più intensi e rovinosi degli ultimi anni, caratterizzati da violentissime raffiche di scirocco fino a 180-200 km/h, mareggiate, piogge intense su tutta Italia. In particolare, nel Triveneto la tempesta Vaia ha causato danni economici dell'ordine di miliardi di euro e l'isolamento di decine di migliaia di persone. Tra le aree più colpite, con decine di interruzioni stradali, crolli di ponti, erosioni spondali, colate detritiche su abitati, e frane, vi sono il Trentino, le Dolomiti, il Bellunese e la Carnia occidentale (*Figura 44*).

<sup>13</sup> "Il Clima è già cambiato" realizzato da Legambiente in collaborazione con Unipol Gruppo, Ottobre 2019.

<sup>14</sup> Mappa del rischio climatico (Fonte Legambiente - [cittaclima.it](http://cittaclima.it))

FIGURA 44 I danni della perturbazione del 29 Ottobre 2018 nel Triveneto



A questi si aggiungono gli eventi più recenti del 2019: l'emergenza neve a Gennaio in Basilicata (Figura 45), il gelicidio a febbraio in Emilia Romagna, le diffuse trombe d'aria di marzo e, a seguire, l'acqua alta a Venezia e l'alluvione di Matera

FIGURA 45 Emergenza neve di gennaio 2019 ad Avigliano, Basilicata

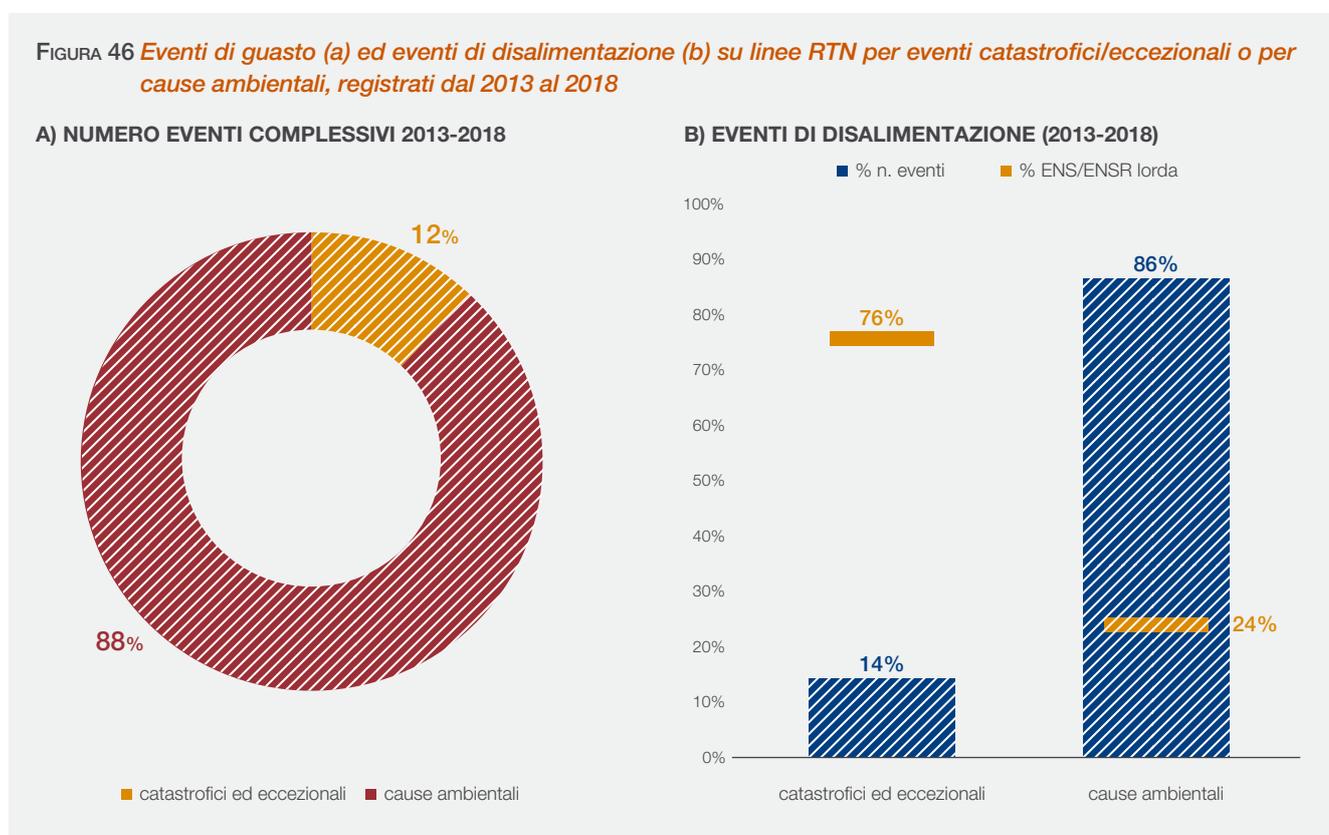


Questi eventi possono generare guasti della rete e disalimentazioni. In particolare, lunghi periodi di siccità aumentano la probabilità di scarica superficiale per effetto dell'aumento di depositi inquinanti; forti nevicate, alluvioni, smottamenti, frane, trombe d'aria e forti venti provocano il collasso dei sostegni o cedimenti strutturali; la formazione di manicotti di neve sulle linee crea potenziali cortocircuiti o cedimenti strutturali per sovraccarico.

Dall'analisi degli eventi di guasto occorsi negli ultimi 5 anni sulle linee della RTN, si evidenzia come l'88% di questi sia stato determinato da cause ambientali ed il restante 12% da eventi catastrofici ed eccezionali (Figura 46-a). Per cause ambientali sono da intendersi tutti quegli eventi quali ad esempio fenomeni di contatto piante, ghiaccio-neve, vento, galloping, fulmini, incendi, inquinamento salino. Mentre con eventi catastrofici ed eccezionali ci si riferisce a fenomeni intensi e geograficamente estesi, con un impatto elevato per il territorio e le cui azioni superano i limiti di progetto delle infrastrutture di rete, ad esempio forti nevicate, tempeste, trombe d'aria, alluvioni, frane e terremoti.

Inoltre, considerando sempre per gli anni 2013-2018 solo gli eventi che hanno portato a disalimentazione, si può osservare (Figura 46-b) che il 76% di energia non fornita è associata agli eventi catastrofici ed eccezionali, mentre il 24% è attribuibile a cause ambientali.

**FIGURA 46** *Eventi di guasto (a) ed eventi di disalimentazione (b) su linee RTN per eventi catastrofici/eccezionali o per cause ambientali, registrati dal 2013 al 2018*



I danni sulla RTN provocati dagli eventi meteorologici occorsi negli ultimi anni dimostrano che i costi dell'inerzia sul fronte dei cambiamenti climatici sono elevati; la mitigazione del rischio e il miglioramento della resilienza sono essenziali, in quanto assicurano azioni efficaci prima, durante e dopo eventi catastrofici. Tutto ciò ha reso necessario un approfondimento da parte dell'ARERA, dei gestori di rete e del mondo scientifico in generale.

A partire dal 2015, l'ARERA ha richiesto (Deliberazione 653/2015/R/eel) ai gestori di rete la predisposizione di un piano di lavoro, finalizzato all'adozione di misure regolatorie, volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico.

Per effetto di tale Delibera è stato istituito uno specifico Tavolo tecnico partecipato dall'ARERA, CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), Terna e gestori della rete di distribuzione, con lo scopo di identificare un apposito indicatore per la Resilienza.

Gli esiti del lavoro del Tavolo Tecnico sono stati inclusi nella Determinazione 7 marzo 2017, n. 2/2017 contenente la parte prima delle Linee guida per la presentazione dei Piani di Lavoro per l'incremento della resilienza. Ai sensi di tali Linee guida: "Terna ed

ogni Impresa distributrice che serve più di 50.000 utenti trasmettono all'Autorità un Piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico (di seguito: Piani per la Resilienza) con particolare riferimento al fenomeno della neve umida c.d. "wet-snow".

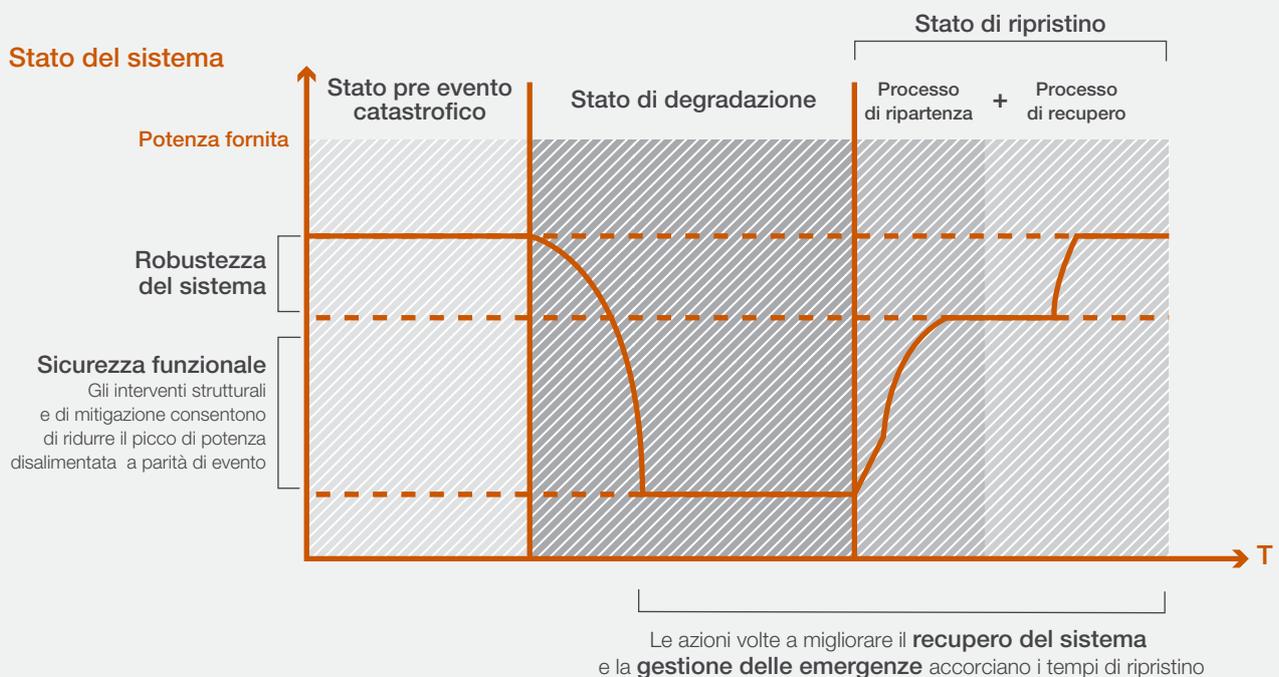
In un sistema elettrico esposto all'azione degli eventi meteorologici estremi, il livello di robustezza è dato dai limiti di progetto degli elementi di rete in relazione ai carichi derivanti dalle suddette azioni e quindi la capacità del componente di resistere a queste sollecitazioni. La gestione del sistema elettrico, volta a garantire una rete sempre più resiliente, vede tre principali fasi, mostrate in *Figura 47*, che riguardano l'andamento/evoluzione della disalimentazione del carico a seguito di un evento estremo avverso. Queste fasi sono logicamente separate dall'accadimento di un evento severo che da uno stato di esercizio in sicurezza, porta ad uno stato di degradazione del sistema, causando la disalimentazione degli utenti, fino a raggiungere un picco massimo di potenza disalimentata. Le attività condotte in assenza di eventi severi sulla rete sono finalizzate ad incrementarne la **"sicurezza funzionale"** e si caratterizzano in **"interventi strutturali"** ed **"interventi di mitigazione puntuali"**. Diversamente, a seguito di un evento di disalimentazione, vengono messe in campo le capacità del gestore della rete di ripristino e survivability.

La capacità di ripristino rappresenta la capacità del gestore di rete di rialimentare quanto più velocemente gli utenti disalimentati a seguito di un evento severo, garantendo il pieno accesso alla rete elettrica e di norma si esplica in due fasi: **Ripartenza**, fase iniziale in cui deve essere **rialimentato rapidamente la maggior parte del carico** e **Recupero** degli impianti in fuori servizio, per **riportare il Sistema Elettrico al pieno funzionamento**.

La **survivability**, intrinseca al processo di ripartenza, è la capacità del gestore di rete di rialimentare quanto più velocemente gli **utenti disalimentati** a seguito di un evento severo, senza ricorrere all'accesso alla rete elettrica. È una soluzione temporanea, in attesa del ripristino, e si realizza, ad esempio, tramite gruppi elettrogeni di continuità o l'esercizio a isole di carico.

Gli interventi infrastrutturali e di mitigazione hanno l'obiettivo di ridurre il picco di potenza disalimentata aumentando la robustezza del sistema, mentre gli interventi di ripristino e di gestione delle emergenze hanno l'obiettivo di ridurre le tempistiche di ripartenza e recupero delle condizioni di funzionamento normale del Sistema Elettrico.

FIGURA 47 *Fasi dell'evento di disalimentazione*



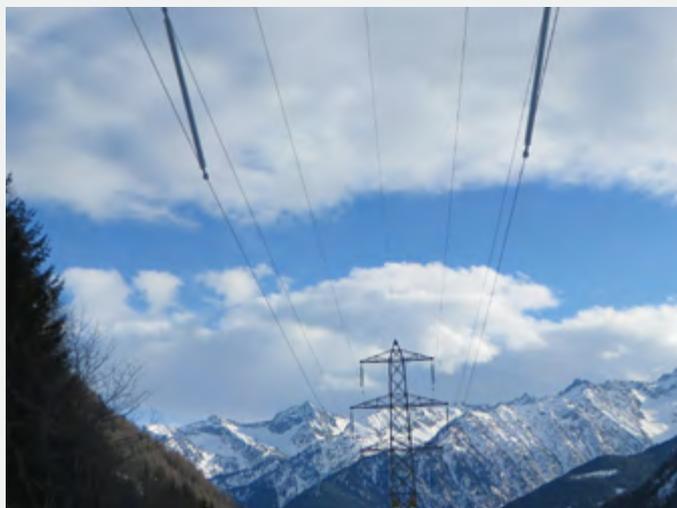
Tra gli **interventi infrastrutturali** rientrano tutti quelli che riguardano il rafforzamento degli asset di rete, quali:

- **Rifacimento/rinnovo linee elettriche aeree:** la ricostruzione dell'elettrodotto, conservandone il tracciato e le caratteristiche generali ma migliorandone le caratteristiche meccaniche, può rappresentare una soluzione a più alto tasso di affidabilità. L'utilizzo di strutture e componentistica di ultima generazione, anche dimensionate sulla base di standard tecnologici superiori a quelli previsti dalla norma, consente un miglioramento sostanziale della resilienza in caso di eventi climatici eccezionali. Ove sussistano le condizioni, può essere valutata anche la possibilità di modificare il tracciato di una linea esistente per realizzare soluzioni che insistono su contesti ambientali meno critici;
- **Interramento dei cavi ad alta tensione:** l'interramento dei cavi riduce i rischi che le strutture di trasmissione siano danneggiate in caso di eventi atmosferici estremi. Tale opzione comporta, però, oltre all'asservimento di una fascia di terreno larga dai 5 ai 25 metri per evitare che le radici degli alberi possano danneggiare i cavi stessi, anche un costo di oltre 4 volte superiore rispetto a una linea aerea. A fronte del costo relativamente più elevato, l'interramento dei cavi si rende necessario in zone particolarmente critiche in cui è difficile accrescere ulteriormente la magliatura della rete. L'interramento dei cavi permette inoltre un minore impatto ambientale abilitando una migliore ricezione da parte della comunità locali;
- **Miglioramento della magliatura** attraverso la realizzazione di nuove linee. La diversificazione del tracciato dell'elettrodotto, ovvero la possibilità che un singolo punto sia raggiunto da più di una linea, garantisce un aumento di ridondanza di alimentazione, aumentando la resilienza complessiva del sistema di trasmissione. Questo tipo di intervento ha il maggiore impatto positivo nelle aree oggi situate in condizione di "antenna", ovvero con una singola linea che le raggiunge e quindi maggiormente esposte al rischio di disalimentazione in caso di eventi estremi che riguardino quella specifica linea.

Gli **interventi di mitigazione** si basano su misure per la previsione e prevenzione dei rischi sul sistema elettrico. Tali interventi permettono di intraprendere azioni a priori per la riduzione della portata dell'evento critico. Alcune attività sviluppate in questa direzione sono:

- **Sistema previsionale "WOLF-Trasm":** WOLF è l'acronimo dell'espressione inglese *Wet-snow Overload aLert and Forecasting*. Tale sistema è utilizzato per la previsione e il controllo dei sovraccarichi da neve. Il sistema è in grado di prevedere l'insorgere di situazioni potenzialmente critiche, stimare le correnti minime di anti-icing, consentendo la pianificazione di azioni sui carichi di rete, la pianificazione delle manovre di ridispacciamento, oltre che l'attivazione delle procedure di pronto intervento.
- **Installazione dispositivi antirotazionali:** L'utilizzo dei dispositivi antirotazionali aumenta notevolmente la rigidità torsionale del conduttore su cui vengono installati ostacolando quindi quella rotazione che è alla base della formazione e del consolidamento dei manicotti di (Figura 48).
- **Installazione di carichi zavorra (tipicamente reattivi) o utilizzo di correnti di anti-icing/de-icing:** una possibile soluzione per prevenire o rimuovere la formazione del manicotto di ghiaccio consiste nel riscaldare i conduttori di linea tramite l'inserimento di carichi zavorra o ridispacciando i flussi di corrente sulle linee.
- **Installazione dispositivi interfascici:** questi dispositivi permettono di evitare il contatto tra le fasi in situazioni di forte vento, contrastando il fenomeno del "Galloping" e contribuendo ad aumentare la resistenza torsionale del conduttore.
- **Taglio piante:** campagna preventiva di monitoraggio delle zone più soggette ad essere impattate da vegetazione circostante.

FIGURA 48 Dispositivo anti-rotazionale (a sinistra) e dispositivi intrerfascici (a destra)

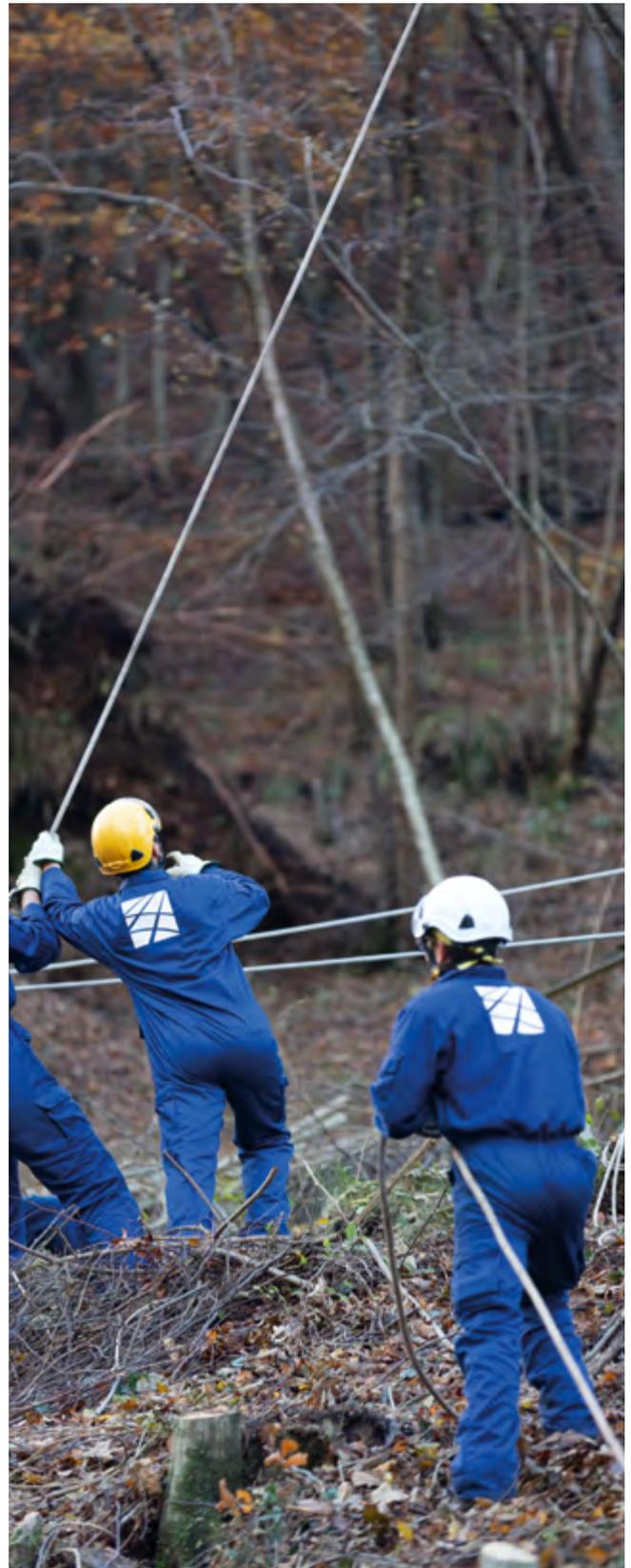


Fonte: Terna

Nella categoria degli interventi per la **gestione delle emergenze** ricadono tutti quei provvedimenti per migliorare il controllo e le azioni intraprese nelle situazioni in cui il sistema elettrico è nello stato di emergenza, quali:

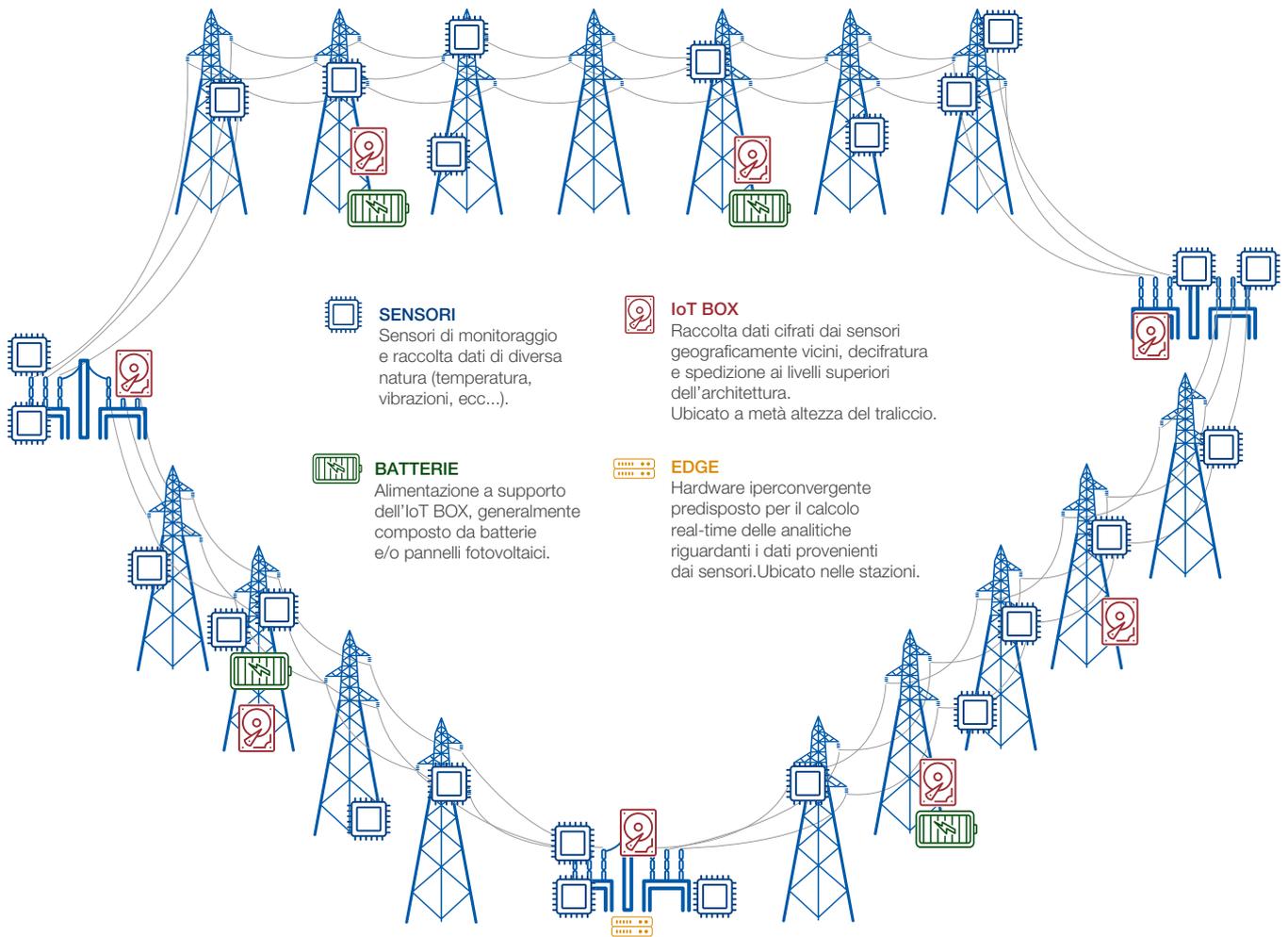
- **Evoluzione dei localizzatori di guasto:** l'utilizzo di nuovi localizzatori di guasto consente una stima più accurata del punto di guasto, ottimizzandone la ricerca e quindi riducendo i tempi di ripristino dell'asset.
- **Evoluzione delle protezioni di rete (Richiusura Lenta Automatica):** l'estensione della funzione di richiusura lenta automatica sulla rete di trasmissione nelle aree dove per motivi strutturali (assenza delle opportune apparecchiature in Cabine Primarie) ciò non è possibile garantisce una rapida rimangiatura della rete di trasmissione a seguito di disservizi.
- **Sviluppo di un piano d'emergenza:** la gestione ottimale dei piani d'emergenza vede l'uso di dispositivi per il fast recovery, quali gruppi elettrogeni distribuiti ed il funzionamento in isole di carico e coordinamento delle squadre operative. Il coordinamento con le comunità locali, i Distributori ed i gestori delle centrali di produzione in caso di emergenza ha un ruolo fondamentale per migliorare l'efficienza operativa.

Trasversalmente a tali categorie è fondamentale il **supporto dell'innovazione tecnologica**, al fine di consentire al gestore della rete di trasmissione nazionale (che ha la responsabilità della sicurezza del sistema elettrico) la disponibilità di informazioni tempestive ed affidabili su tutti gli oggetti connessi al Sistema Elettrico ed in grado di influenzarne il comportamento. Fattore abilitante di questa trasformazione sono le nuove tecnologie digitali, che consentono di raccogliere informazioni (cd. **IoT<sup>15</sup>** **The Grid ed il progetto Smart Tower, uso di satelliti e droni**), di trasferire grandi flussi di informazioni con le moderne soluzioni di connettività (e.g. **fibra ottica e 5G**) e la **gestione ed elaborazione ottimale di enorme quantità di dati**. In particolare il **progetto Smart Tower** prevede l'utilizzo di stazioni meteo, sistemi GPS, sensori e telecamere installati sui tralicci, sistemi di interrogazione via radio di dispositivi e sensori dispersi nel territorio circostante, una rete dedicata in fibra ottica e/o wireless per la trasmissione dei dati, un sistema di calcolo distribuito con nodi computazionali presso le stazioni elettriche e sistemi centrali di acquisizione, normalizzazione, correlazione e analisi dei dati raccolti. L'aumento di visibilità relativo alla situazione dell'ambiente circostante ai propri elettrodotti consentirà di aumentare la resilienza complessiva delle infrastrutture ottenendo allarmi e segnalazioni tempestive su fenomeni particolarmente impattanti quali, ad esempio, piogge, neve e incendi. Inoltre nell'**analisi dei BigData, l'utilizzo di tecniche di Data Mining ed analisi predittive e/o adattative**, permettono una gestione dati flessibile e solida, ottimizzando l'analisi e migliorandone la qualità.



<sup>15</sup> IoT = Internet of Things

## PROGETTO IOT 4 THE GRID



Il progetto denominato "IoT 4 The Grid" 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 possono ad esempio monitorare lo stato dei conduttori, l'inclinazione della palificata, o fornire informazioni utili sulle condizioni meteo.

Il progetto, mira a realizzare una infrastruttura Industrial-IoT completa capace di raccogliere, trasmettere ed archiviare i dati onde consentirne poi l'elaborazione, tramite le più moderne tecniche di Advanced Analytics, sia nei database centrali che nei nodi di edge computing.

In particolare il progetto prevede l'installazione di quanto segue:

- 1) Sensori: strumenti di dimensioni estremamente ridotte in grado di misurare, ad esempio, parametri meccanici, elettrici e meteo. Tali sensori, in base alla loro tipologia, saranno ubicati in punti differenti del sostegno.
- 2) IoT Box: Sistema che ha il compito di raccogliere dati cifrati dai sensori geograficamente vicini, decifrarli e trasferirli ai centri di elaborazione. I vari IoT Box possono essere ubicati a metà altezza del traliccio ovvero all'interno di stazioni elettriche.
- 3) Sistema di alimentazione a supporto dell'IoT-Box composto da piccoli pannelli fotovoltaici, da batterie ed in casi residuali da micro-generatori eolici.

Il Progetto "IoT 4 The Grid" non ha impatti sulle aree circostanti i sostegni interessati, non comporta alcun incremento di visibilità dei tralci e non modifica in alcun modo le caratteristiche tecniche degli impianti.



1  
La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2  
**Lo stato del sistema elettrico**

3  
| Scenari

4  
| Necessità di sviluppo

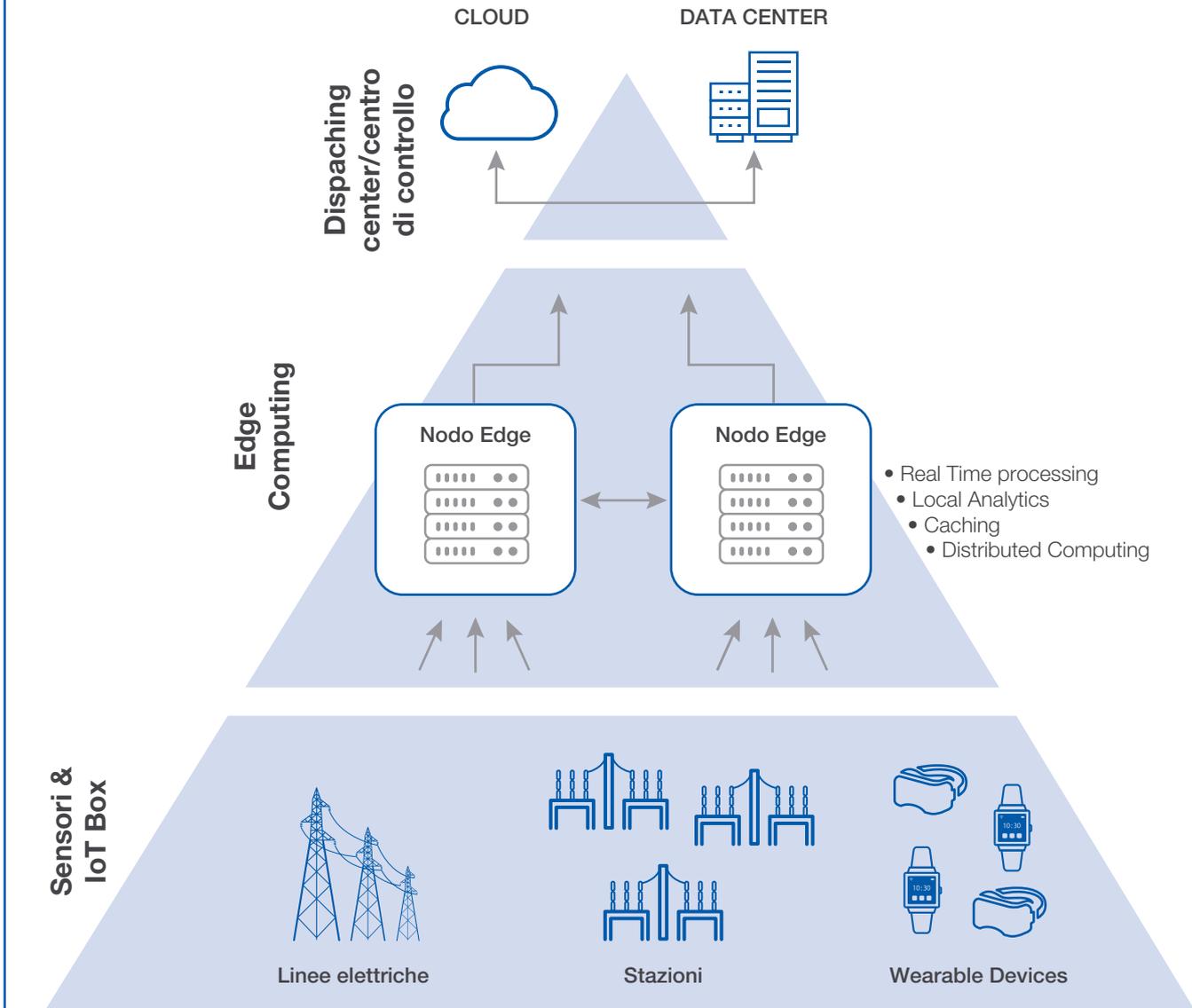
5  
| Nuovi sviluppi

6  
| Benefici per il sistema



Il progetto ha visto nel 2019 una prima fase di sperimentazione su piccola scala, interessando alcune linee critiche della regione Veneto, e verrà esteso, in caso di esito positivo della stessa, ad ulteriori linee critiche della rete elettrica.

## ARCHITETTURA



## 2.5.1 L'indice di resilienza per la trasmissione

### DEFINIZIONI UTILI PER LA RESILIENZA



#### Indice di Resilienza (IRE)

L'indice Resilienza (IRE) è definito dalle Linee guida pubblicate dall'ARERA in data 7 marzo 2017:

$$IRE = TR_{CP} / NUD$$

#### Indice di Rischio Disalimentazione (IRI)

Si definisce l'indice di rischio di disalimentazione (IRI) come il prodotto della probabilità che l'evento produca un disservizio e l'entità del danno dovuto alla disalimentazione della Cabina Primaria (anni):

$$IRI = NUD / TR_{CP}$$

$TR_{CP}$  = Tempo di ritorno della Cabina Primaria (CP) ovvero il tempo tra ricorrenze meteorologiche successive che determinano la disalimentazione della Cabina Primaria (anni).

$NUD$  = Entità del danno prodotto dal disservizio è pari al numero di utenti disalimentati.

#### Tempo di Ritorno Cabine Primarie ( $TR_{CP}$ )

- è funzione della probabilità di accadimento dell'evento di disservizio della Cabina che alimenta l'utenza;
- è funzione del TR della linea (che alimenta direttamente o indirettamente la Cabina Primaria) il cui servizio determina la disalimentazione della CP;
- dipende dalla proporzione di rete cui la CP è connessa.

#### Tempo di Ritorno Linee

- è funzione del tempo medio che intercorre tra il verificarsi di due eventi meteo successivi di entità uguale o superiore ad un valore di intensità minima definita (CEI EN 50341-2-13), tale da determinare il disservizio della linea stessa

Terna, negli anni passati, ha proposto una ridefinizione dell'indice di resilienza per meglio tenere in considerazione le reali condizioni degli asset della rete e del territorio in cui sono inseriti garantendo un'elevata rappresentatività dello stesso e aumentandone l'utilità in sede di pianificazione degli interventi e della loro prioritizzazione.

Tale indice tiene conto, non soltanto del tempo di ritorno delle linee / cabina secondo un approccio legato al singolo componente del sistema ma, con un approccio sistemico prende in considerazione diversi elementi:

- tempo di ritorno di Linea / Cabina;
- matrice guasti/carichi: relazione tra guasti reali (dati storici) e carichi di neve-ghiaccio;
- lunghezza equivalente: che tiene in conto sia Lunghezza della linea, sia la frequenza di eventi meteo che si verificano nell'intorno della linea stessa;
- topologia di rete (es: connessione in antenna, in "entra-esce", multipla, in sicurezza): espressa mediante un coefficiente funzione del numero di linee connesse alla sottostazione.

L'impatto atteso, cioè il miglioramento dell'indice di rischio, è valutato come differenza tra l'indice di rischio in condizioni post-intervento e l'indice di rischio in corrispondenza della situazione ante-intervento facendo riferimento ai valori medi di prelievo per ciascuna cabina primaria.

L'esperienza maturata in questi anni insieme all'evoluzione degli scenari di riferimento, hanno evidenziato la necessità di passare **da una pianificazione deterministica ad un nuovo approccio di tipo probabilistico** che consenta di evidenziare e quantificare la **probabilità di guasti e contingenze multiple**, causate da **diverse tipologie di eventi meteo estremi**, nonché di valutare il loro **impatto sul sistema elettrico**, in termini di disalimentazioni, considerando i possibili **effetti a cascata** sulla rete.

Con l'intento quindi di passare **da un criterio di sicurezza n-1 ad un meccanismo n-k**, Terna sta rivedendo l'attuale metodologia per la determinazione dell'indicatore "Resilienza" per la rete di trasmissione nazionale.

Questa **metodologia di valutazione risk-based** della resilienza sarà applicata gradualmente alle aree ritenute idonee e nelle quali si ipotizzano nuovi interventi infrastrutturali per garantire la continuità del servizio di fornitura di energia elettrica e permetterà di **migliorare ulteriormente il processo di pianificazione** e quindi **ottimizzare le risorse di pianificazione** valutando un nuovo beneficio economico dell'investimento relativo alla resilienza.

## L'IMPEGNO DI TERNA SULLA RESILIENZA NEL CONTESTO MONDIALE



GO15. Reliable and Sustainable Power Grids (formalmente "Very Large Power Grid Operators Association – VLPGO") è un'iniziativa volontaria dei 18 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. Nel 2009, GO15 è diventata un'organizzazione formale. Si pone quindi come visione quella di essere leader e catalizzatore nella transizione energetica per la rete elettrica del 21° secolo, attraverso il dialogo continuo con gli stakeholders su temi internazionali di rilevanza strategica, una visione comune rispetto alle tecnologie e alle migliori pratiche richieste per affrontare le sfide odierne e attraverso scambi di informazioni, progetti congiunti e cooperazione con altre organizzazioni internazionali del settore. Terna rafforzando il suo impegno all'interno dell'organizzazione ha guidato insieme a PJM (Regional Transmission Organization negli Stati Uniti) il "Strategic Working Groups - SWG2 – Resilience Models" evidenziando l'attenzione sempre maggiore al tema Resilienza.

L'attività del SWG2 nel 2019 ha contribuito a scambiare in modo più approfondito le migliori pratiche e le strategie emergenti che gli operatori di sistema stanno utilizzando, dalla pianificazione all'operatività, per rendere la rete più resiliente di fronte ad eventi ad alto impatto e bassa frequenza (HILF, High Impact Low Frequency). In particolare si è concentrato su tre aree: resilienza operativa, resilienza informatica (*CyberResilience*) e resilienza dell'infrastruttura. Il gruppo ha fissato, per il biennio 2020-2021, una nuova roadmap che include la collaborazione con il Cigrè, in particolare con il comitato C4.47- Power System resilience e C2.25 – Operating Strategies and Preparedness for System Operational Resilience. Per maggiori informazioni su Go15, si rimanda al sito <http://www.go15.org>.

### 2.5.2 Coordinamento con i distributori ai fini della resilienza

Gli eventi eccezionali occorsi negli ultimi anni hanno evidenziato come il verificarsi di fenomeni meteorologici avversi coinvolge contemporaneamente sia la rete di trasmissione che la rete di distribuzione, provocando danni per la popolazione e l'ambiente circostante.

Al fine di prevenire futuri danni dovuti ad eventuali eventi simili è fondamentale da un lato individuare e prioritizzare gli interventi che incrementano la resilienza della rete, e dall'altro garantire un efficace coordinamento tra TSO e DSO.

Il coordinamento con i distributori non deve essere solo a livello operativo ma anche a livello di pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, rendendo i propri Piani resilienza senza più interdipendenti tra loro, al fine di garantire un miglioramento della resilienza per tutto il sistema elettrico.

Terna ha pertanto, avviato, anche sulla base dell'evoluzione del quadro regolatorio in materia, un processo interno per la definizione di un Piano Resilienza con l'obiettivo di definire gli interventi finalizzati all'incremento per la resilienza della rete, individuando possibili sinergie con i distributori (in particolare e-distribuzione) nell'approccio metodologico per la valutazione degli indici di resilienza degli interventi per gli eventi ghiaccio-neve.

# Adeguatezza 2.6

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.

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 termo elettrici, 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. A ognuno di questi elementi è associabile un determinato livello di incertezza, che è tanto maggiore quanto più ci si muove verso orizzonti temporali di più lungo termine. Terna valuta il livello di adeguatezza del sistema sia nel breve termine (giorni/mesi) sia nel medio/lungo termine (anni). Per tener opportunamente conto dell'incertezza nel medio/lungo termine si fa ricorso ad analisi di tipo probabilistico che si fondano su un approccio "Monte Carlo".

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:

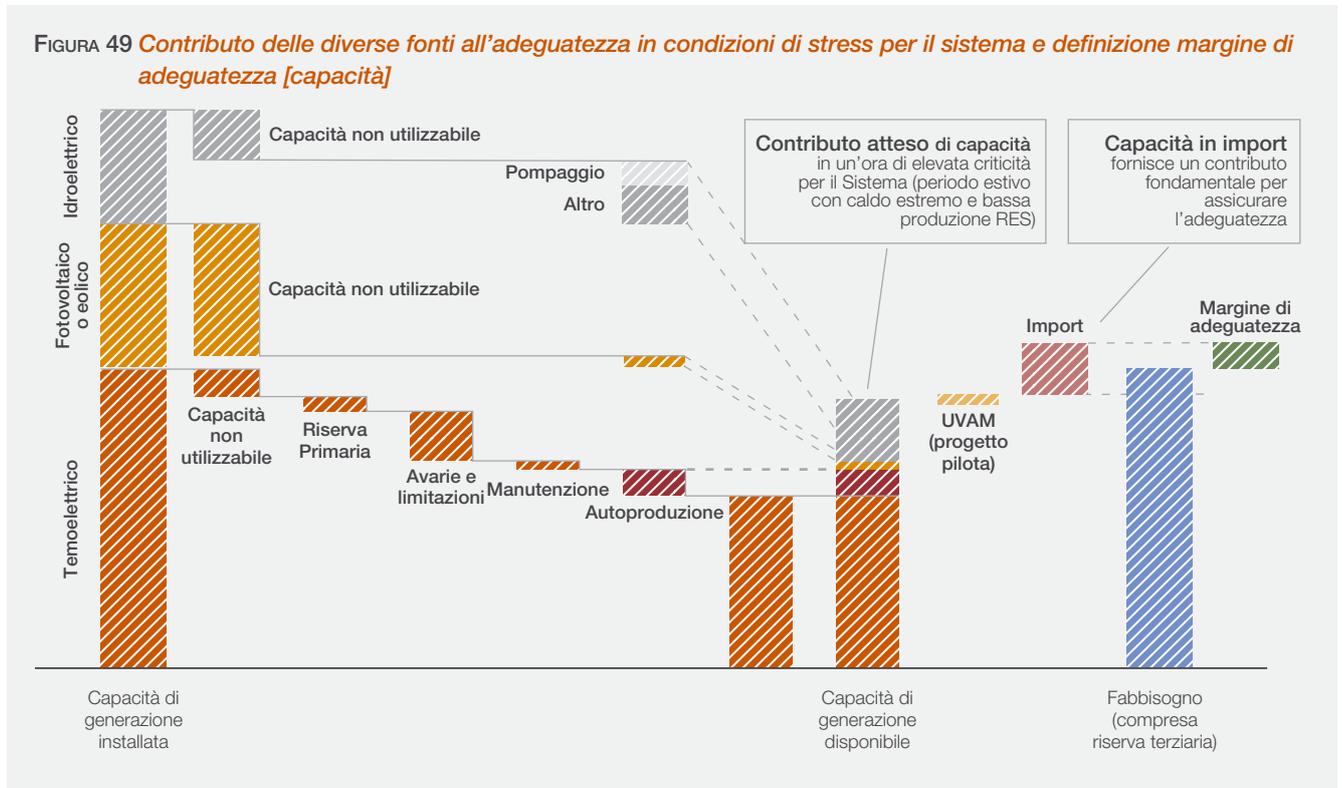
- la somma tra la capacità produttiva disponibile e l'importazione di energia elettrica dalle aree contigue;
- il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria riserva terziaria di sostituzione.

Uno degli indicatori principali per valutare l'adeguatezza (o inadeguatezza) di un sistema elettrico sono le ore all'anno in cui è probabile un distacco del carico. Questo indicatore è anche noto come "ore LOLE (Loss Of Load Expectation)" ed è stato adottato come criterio di adeguatezza sia a livello europeo che al livello di singoli paesi.

Generalmente, un sistema elettrico si considera adeguato quando non ci sono più di 3 ore di LOLE in un anno.



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).



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.

Il contributo degli impianti termoelettrici risulta inferiore rispetto al valore di capacità installata per effetto:

- della presenza di capacità non utilizzabile a causa di limitazioni autorizzative o per indisponibilità di lunga durata;
- della banda di riserva primaria da mantenere disponibile per il bilanciamento rapido del sistema;
- di avarie e limitazioni parziali della capacità (ad esempio legate alle condizioni ambientali come la temperatura);
- delle indisponibilità per manutenzione.

Il contributo idroelettrico, invece, è valutato sulla base della produzione effettiva per gli impianti privi di possibilità di accumulo e sulla base della producibilità massima in funzione dell'energia accumulata per gli impianti dotati di accumulo come i pompaggi.

Per quanto riguarda eolico e fotovoltaico, viene considerata la stima della produzione resa disponibile nelle diverse ore essendo il resto della capacità non utilizzabile per mancanza della fonte primaria. La previsione della producibilità da fonte eolica e solare si effettua prevalentemente sulla base di dati storici elaborando tuttavia, per ciascuno degli scenari previsionali, diversi andamenti attesi, valutati poi rispettivamente con una diversa probabilità di accadimento.

Analogamente al contributo considerato in fase di valutazione stagionale e annuale, il contributo atteso dell'importazione di energia elettrica dall'estero viene valutato in funzione dei dati storici, delle informazioni sullo stato di adeguatezza dei paesi esteri e delle analisi svolte a livello europeo, tenendo ovviamente conto anche del valore della massima capacità di trasporto, ridotto in funzione delle eventuali indisponibilità di elementi di rete.

Un ulteriore, sebbene ancora esiguo, contributo all'adeguatezza proviene dalle nuove risorse della domanda e della generazione distribuita abilitate alla partecipazione ai mercati mediante i progetti pilota promossi da Terna (es: UVAM), che saranno trattati più esaurientemente nei prossimi paragrafi focalizzati sui mercati elettrici attuali.



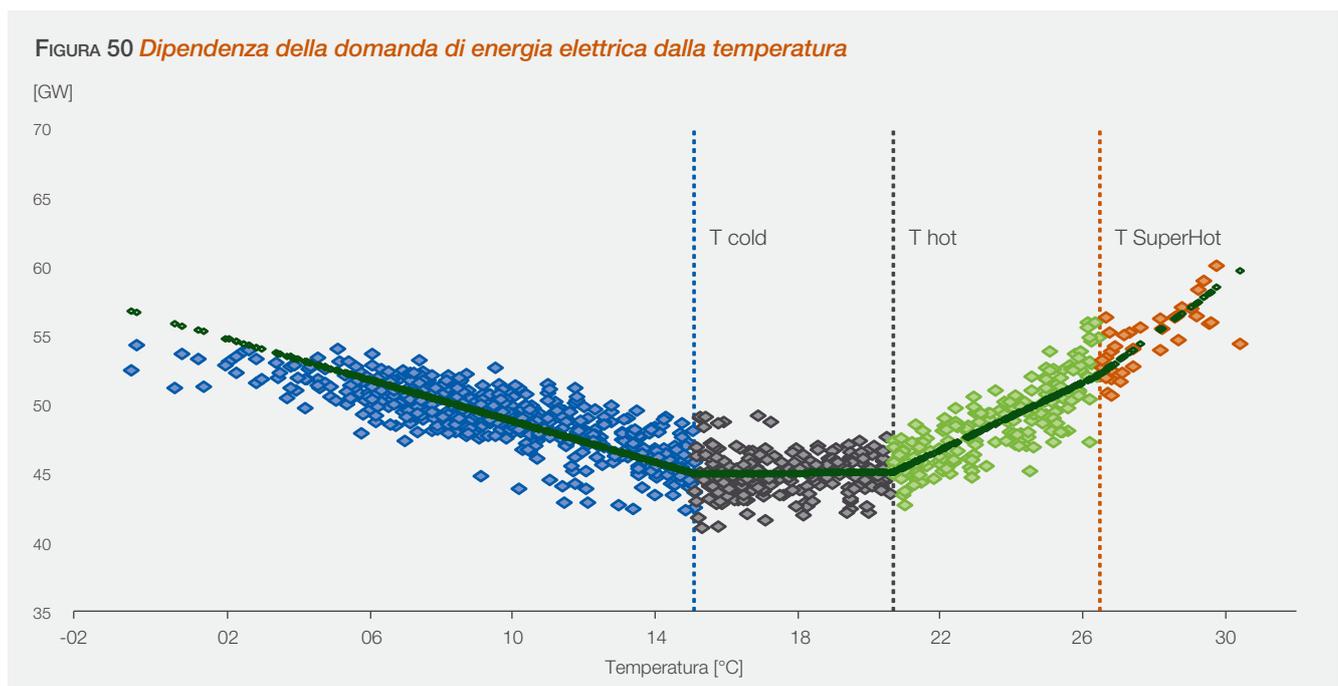
È fondamentale sottolineare che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile risente, in termini di contributo all'adeguatezza del sistema, della non affidabilità delle fonti rinnovabili e della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in momenti della giornata potenzialmente critici per il Sistema Elettrico: 1.000 MW di fonte eolica o solare non sono equivalenti a 1.000 MW di capacità termica convenzionale in termini di contributo all'adeguatezza del sistema. Inoltre, come visto in precedenza, negli ultimi 8 anni c'è stata una riduzione di 20 GW della capacità di generazione termoelettrica.

Un ulteriore elemento fondamentale per comprendere le dinamiche legate all'adeguatezza del Sistema è la correlazione fra temperatura e domanda elettrica (Figura 50). Tale correlazione si è rafforzata negli ultimi anni, specialmente durante il periodo estivo (soprattutto per effetto della forte diffusione dei sistemi di condizionamento, con incrementi, a partire dal 2014, che hanno raggiunto circa 2000 MW per ogni °C di aumento di temperatura (OverCooling zone).

Tale fenomeno causa due effetti principali:

- un rilevante incremento del picco di carico estivo in condizioni di caldo estremo;
- un aumento della frequenza delle ore in cui tali picchi si verificano nel sistema.

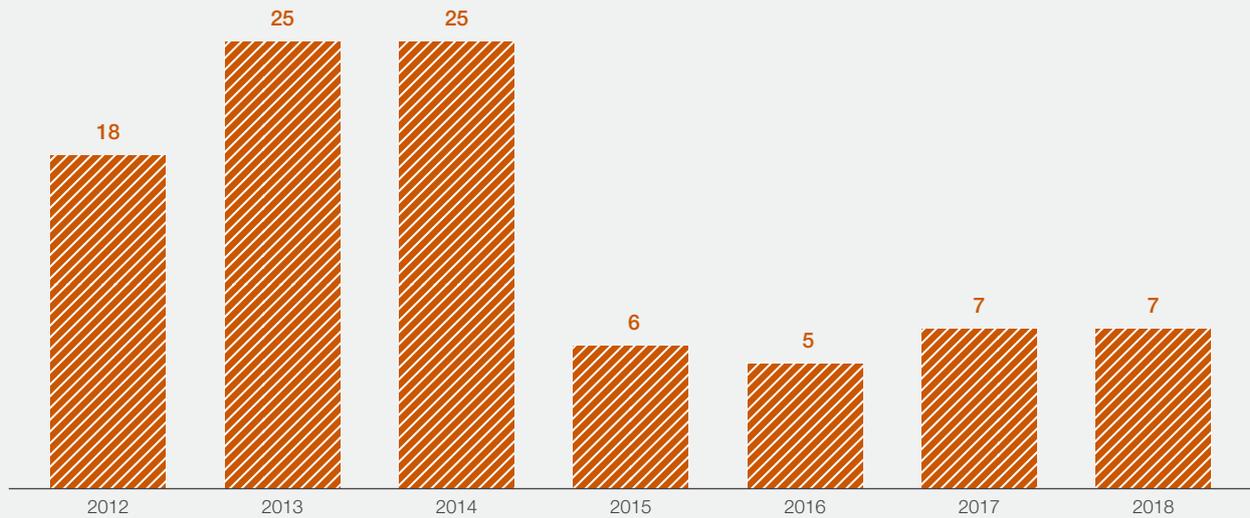
L'aumento della correlazione fra temperatura e domanda, specie nei periodi estivi di caldo estremo e in condizioni di siccità, può rappresentare un fattore critico rispetto all'adeguatezza del sistema, andando a sovrapporsi alla riduzione della disponibilità della generazione termica per effetto di fenomeni quali il derating e l'ATS (Alta Temperatura allo Scarico) degli impianti.



La progressiva riduzione della flotta termoelettrica disponibile e il contestuale cambiamento della dinamica della curva di domanda hanno avuto impatti rilevanti sul margine di adeguatezza del sistema.

In particolare, come si evince in *Figura 51*, in corrispondenza del periodo 2014-2015, la forte riduzione di generazione termica disponibile (- 6 GW circa) e l'incremento di carico estivo hanno comportato, nello stesso arco temporale, una riduzione del margine di adeguatezza superiore al 70%. Ciò ha provocato un deterioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema, sottoposto oramai strutturalmente a situazioni di significativo stress in caso di condizioni climatiche estreme (caldo o freddo intensi, scarsa idraulicità) e/o presenza di tensioni sui Paesi confinanti (es. indisponibilità di parte del parco nucleare francese), come quelle verificatesi nel 2015 e nel 2017.

FIGURA 51 *Evoluzione del margine di adeguatezza [GW]*



Il valore congruo a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale deve essere commisurato a parametri di tipo probabilistico in linea con i valori utilizzati a livello europeo che prevedono tipicamente un rischio di distacco di carico involontario per ragioni di adeguatezza (LOLE) non superiore ad una media di 3 ore/anno per l'intero sistema elettrico nazionale che si può approssimare come corrispondente ad un margine di riserva superiore ad almeno il 20% della punta di carico, in funzione della distribuzione della generazione, dei carichi e della capacità di scambio disponibile tra le varie aree del paese.



## 2.6.1 Il Mid-term Adequacy Forecast 2019

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.

Dalla sua prima pubblicazione la metodologia ed il relativo documento hanno subito un continuo processo di evoluzione, legato principalmente a target europei sempre più sfidanti, caratterizzati principalmente dalla forte penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili e dalla conseguente dismissione di capacità di generazione termoelettrica.

In questo contesto, lo scopo del MAF è quello di fornire agli stakeholder un supporto sulle decisioni strategiche di settore che debbano tenere conto anche dell'adeguatezza, attraverso un'analisi delle migliori previsioni di potenziale rischio per ogni Paese del perimetro considerato.

Il MAF si basa su:

- una fase di data collection consolidata e armonizzata fra i diversi TSO che garantisce un alto livello di qualità e consistenza dei dati e conseguentemente dei modelli;
- l'utilizzo di più modelli e tool<sup>16</sup> che garantiscono la visibilità di dettaglio su aspetti diversi di un problema così complesso;
- un processo di consultazione con i principali stakeholders del settore su scala europea che favorisce una continua innovazione della metodologia stessa.

Nello specifico, l'edizione 2019 presenta novità modellistiche significative rispetto all'edizione 2018 quali:

- la modellizzazione della generazione termoelettrica, definita a livello di singolo impianto in base alle sue reali caratteristiche tecniche;
- la modellizzazione della generazione idroelettrica, basata su un nuovo database che raccoglie le informazioni degli apporti naturali ai bacini idrici negli ultimi 35 anni;
- la modellizzazione della domanda, fornita attraverso un nuovo software, sviluppato in ambito ENTSO-E, che riflette in maniera più precisa l'impatto delle variabili climatiche e dell'installazione di nuove tecnologie sui consumi elettrici finali.

Le analisi del MAF 2019 sono basate su scenari definiti nell'autunno 2018, prima che gli scenari del tavolo congiunto Terna-SNAM, considerati nel presente Piano di Sviluppo, venissero definiti. In particolare, l'evoluzione prevista a livello Italia negli scenari considerati per il MAF si discosta decisamente da quelli che sono i target previsti dallo scenario di policy nazionale (PNIEC), ed è invece più simile, per alcuni aspetti, allo scenario business-as-usual che sarà presentato nel capitolo 3

Il documento europeo contiene analisi relative al 2021 e 2025 (base case) a cui si aggiungono due ulteriori sensitivity:

- *low-carbon sensitivity*: basata sull'ipotesi di una riduzione (ulteriore a quella già considerata negli scenari base) della capacità di generazione a carbone;
- *Flow-based analysis*: basata sull'adozione di modelli maggiormente rappresentativi delle caratteristiche fisiche della rete (analisi limitata a una porzione della rete europea);

Per tutti gli scenari analizzati, e relative sensitivity, sono valutati i due principali indicatori di riferimento per l'adeguatezza:

- Expected Energy Not Served (EENS o ENS), che rappresenta l'eccedenza della domanda rispetto alle risorse disponibili, misurata in energia.
- Loss of Load Expectations (LOLE), che rappresenta il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili (generazione + importazione).

I risultati ottenuti nel MAF 2019 mostrano elementi di inadeguatezza per l'Italia (LOLE > 3 h) per entrambi gli anni orizzonte studiati (2021 e 2025). In particolare, i problemi maggiori si riscontrano in Sicilia (*Figura 52*), dove la interconnessione attuale con la Penisola e il vetusto parco termoelettrico portano a situazioni potenzialmente critiche. Inoltre, al 2025 è stata condotta una sensitivity di dismissione della capacità termoelettrica alimentata a carbone, i cui risultati evidenziano problemi di adeguatezza specialmente in Sardegna (*Figura 53*).

<sup>16</sup> Antares, Bid, Plexos, Grare, Powrsym.

FIGURA 52 Valori di LOLE ottenuti nello studio MAF per gli scenari base case 2021 e 2025

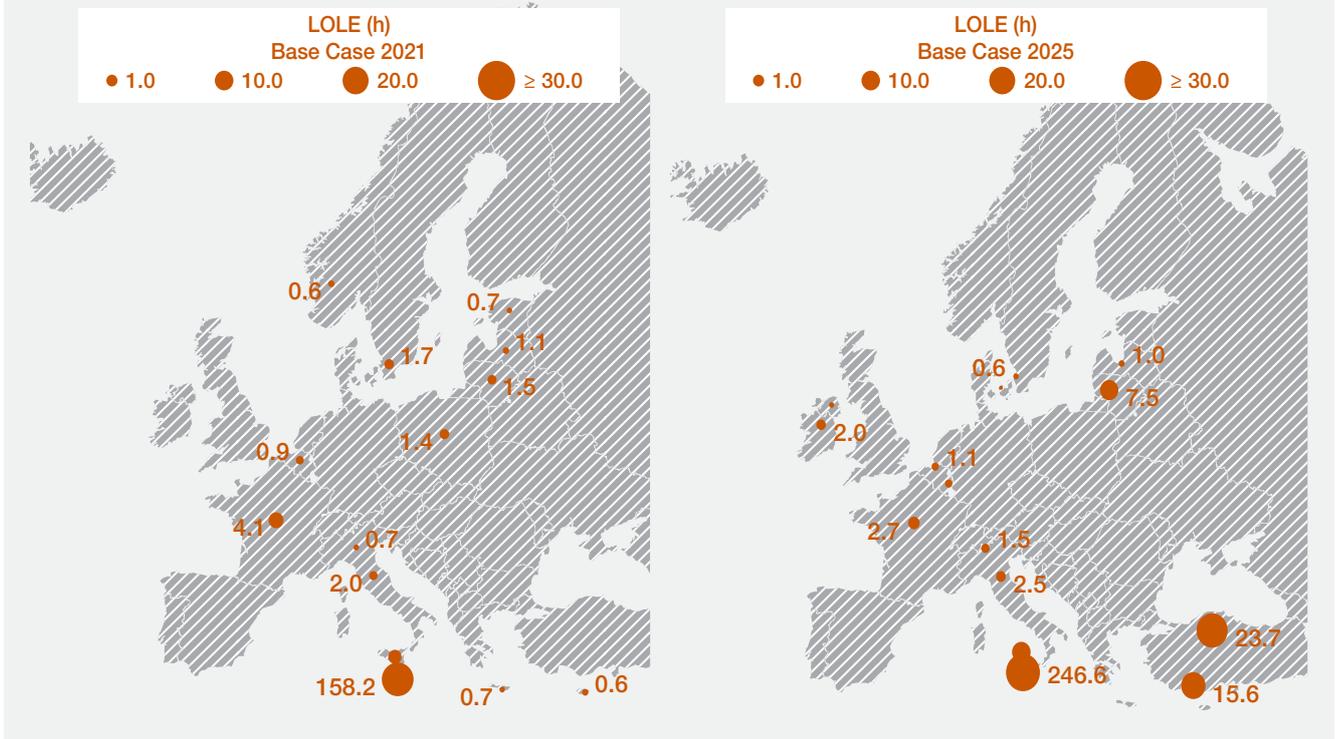
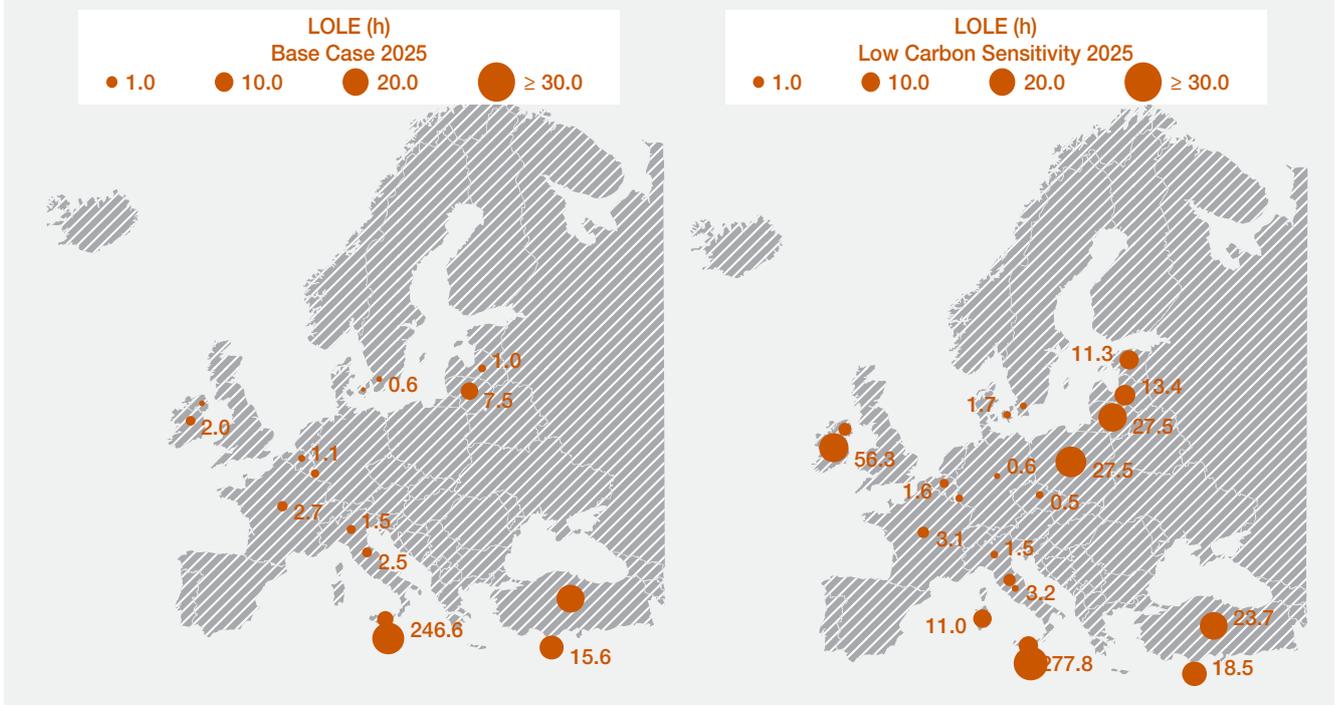


FIGURA 53 Confronto tra i valori di LOLE ottenuti per il base case 2025 e la sensitivity low-carbon al 2025



In ambito MAF, la necessità di indirizzare l'analisi di sistemi, spesso con caratteristiche differenti, verso approcci modellistici e metodologie comuni comporta necessariamente semplificazioni e, quindi, la perdita della capacità di rappresentare peculiarità che possono, in alcuni casi, diventare determinanti per il mantenimento o meno delle condizioni di adeguatezza del sistema. Ad esempio, il contributo dell'import e/o la capacità di scambio fra le diverse aree della rete di trasmissione.

Per tali ragioni nell'agosto 2019 è stato pubblicato da Terna il Rapporto Adeguatezza Italia<sup>17</sup>, che riporta analisi analoghe a quelle del MAF ma limitate al perimetro italiano e considerando lo scenario più aggiornato di policy nazionale (PNIEC). Il documento nazionale è, quindi, da considerarsi complementare a quello europeo.

Le analisi svolte nel Rapporto Adeguatezza Italia evidenziano come, in un orizzonte di medio-lungo termine (2025-2030), il sistema elettrico italiano necessita di una capacità di generazione termoelettrica non inferiore ai 54-55 GW per rispettare il criterio di adeguatezza di un massimo di 3 ore LOLE. Questo significa che il sistema elettrico ha bisogno di interventi strategici per promuovere la realizzazione di nuova capacità in sostituzione di quella prevista in dismissione (in primis la generazione a carbone) e per mantenere in piena efficienza quella esistente, sempre più destinata a fornire un servizio di "riserva" e sempre meno a coprire il carico di base.

Un'ulteriore evoluzione delle analisi di adeguatezza è in via di definizione a valle dell'approvazione del regolamento 2019/943 (Clean Energy Package) che porta a una revisione sostanziale delle metodologie. In questo contesto, è attualmente in corso in sede ENTSO-E la redazione di una linea guida che sarà presentata all'autorità europea (ACER) per approvazione nel primo semestre 2020, per poi essere implementata gradualmente nelle analisi di adeguatezza europee. Il documento, ancora in fase di elaborazione, prevede importanti aggiornamenti inerenti:

- Orizzonte temporale e granularità dell'analisi: lo studio coprirà un orizzonte temporale di 10 anni e ogni singolo anno coperto da tale orizzonte temporale verrà sottoposto ad analisi.
- Analisi flow-based: si passa da un approccio modellistico busbar a un modello che terrà in considerazione la topologia della rete.
- Controllo di redditività economica: le analisi non si limiteranno a valutare la adeguatezza di una certa zona di mercato, ma si procederà ad un ulteriore studio di adeguatezza del sistema a valle di un controllo di redditività economica degli impianti di produzione.

La piena implementazione di tale metodologia è prevista per lo studio da svolgersi nel 2023.



<sup>17</sup> [https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019\\_8d71cb7ff32ad37.pdf](https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf)

# 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 54* 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 2018 e giugno 2019. 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.

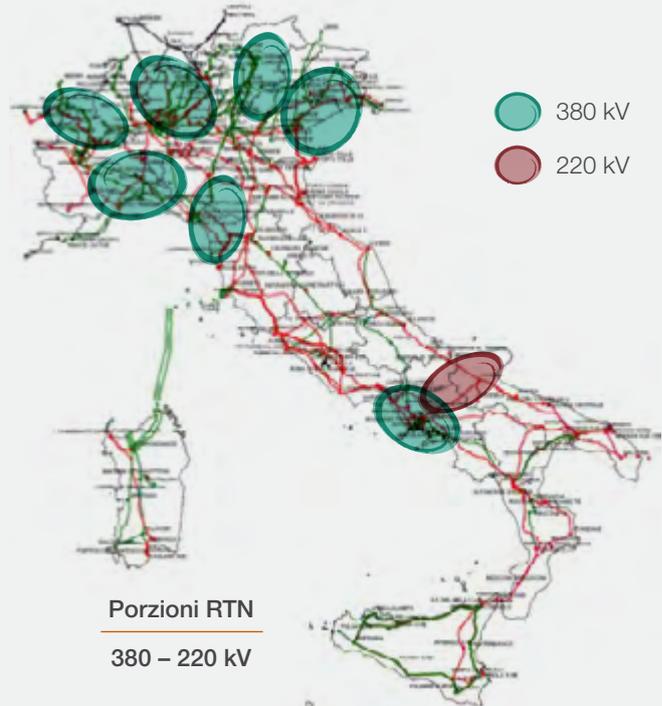
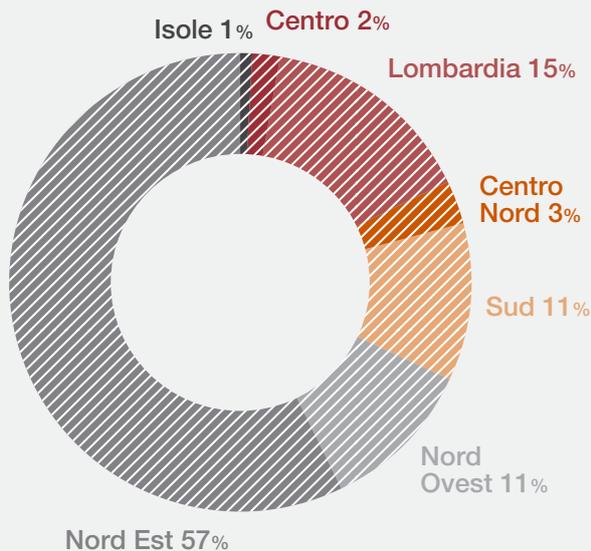
Dall'analisi delle simulazioni effettuate emerge la presenza di situazioni potenzialmente critiche ovvero situazioni in cui almeno un elemento di rete registra un sovraccarico di corrente<sup>18</sup>.

**FIGURA 54 Aree con maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380-220 kV**

**Simulazioni di rete: Lug-2018/Giu-2019**

% Sovraccarico > 20% corrente nominale in (n-1) per linee

% Sovraccarico > 10% corrente nominale in (n-1) per ATR



<sup>18</sup> 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:

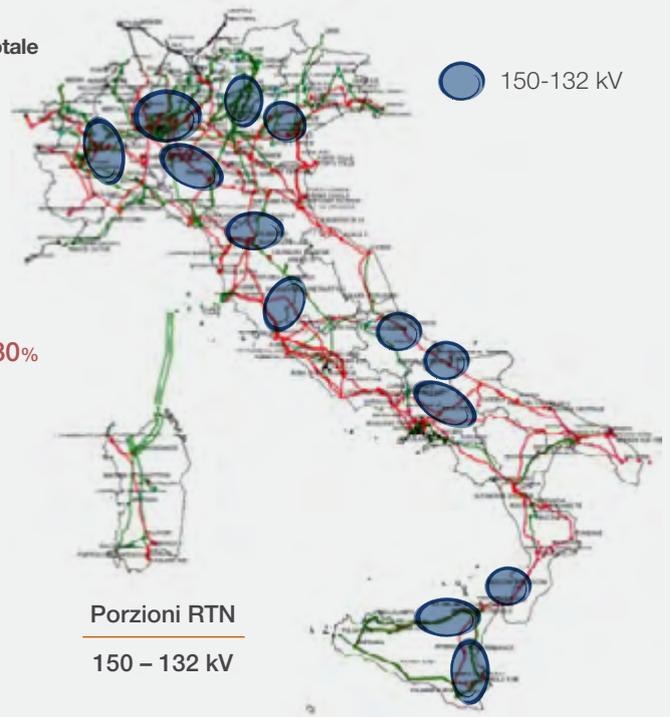
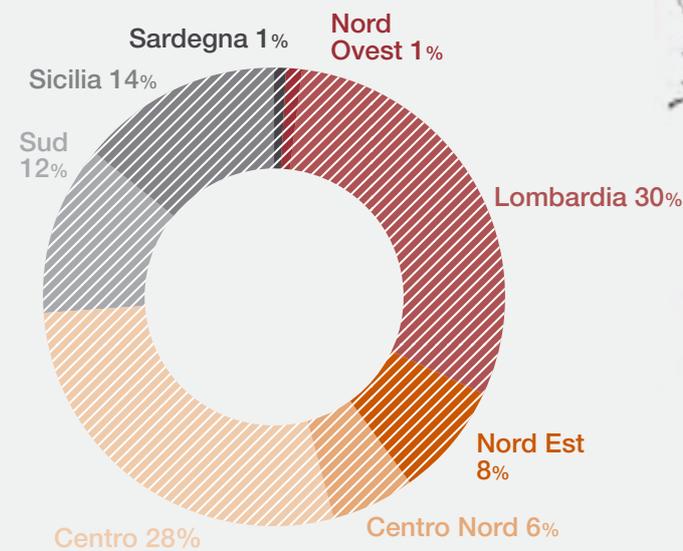
- Nord-Ovest: le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte l'energia importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale verso i centri di consumo, sono interessate da elevati transiti di potenza. Si evidenziano i sovraccarichi delle linee 220 kV della Liguria occidentale. In Lombardia 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: di significativa importanza i sovraccarichi della Campania sulla rete 220 kV, considerato che quest'ultima contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete AAT è chiamata a trasportare gli elevati flussi di energia dalle aree di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. Si evidenziano sovraccarichi sulla direttrice Foggia – Benevento II, arteria soggetta ad elevati transiti di produzione rinnovabile.

Nella **Figura 55** 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 2018 e di Gennaio 2019 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-Ovest, 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 55 Aree con maggiore criticità per la sicurezza sulla rete secondaria a 150-132 kV**

Simulazioni di rete:

Terzo mercoledì Lug-2018/Gen-2019, % Contingenze in N-1 su totale  
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee  
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR  
 100% = numero totale di violazioni



# Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete

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 da 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) ed in particolare situazioni potenzialmente critiche a fine primavera/inizio estate, in condizioni di elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente.

Questo fenomeno rende sempre più urgente per l'esercizio della rete la realizzazione della linea Magliano Alpi – Fossano e di 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 ed Alessandria".

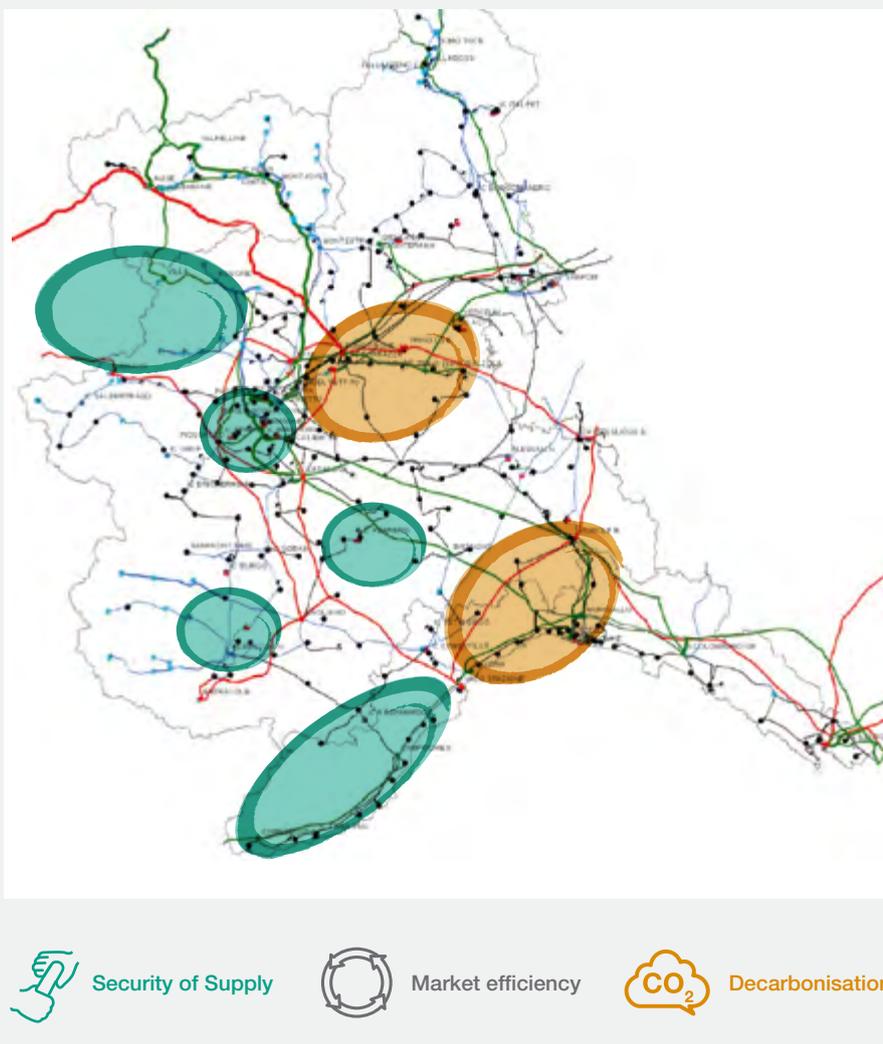
Non è raro trovarsi ad esercire nelle prime ore del mattino porzioni di rete caratterizzate da una brusca riduzione di fabbisogno dovuta allo spegnimento dell'illuminazione pubblica e all'incremento della produzione da fonte fotovoltaica: in tali situazioni può essere critico il contenimento dei profili di tensione sia sulla rete secondaria, che, soprattutto, sulla rete primaria.



Tale fenomeno risulta accentuato nell'area urbana di Torino caratterizzata da diversi km di cavo interrato, pertanto è prevista l'installazione di un nuovo reattore a 220 kV presso la stazione elettrica di Pianezza (TO). In questo contesto è risolutivo il completamento dell'intervento 6-P, "Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino".

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 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 56 **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 56*, 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

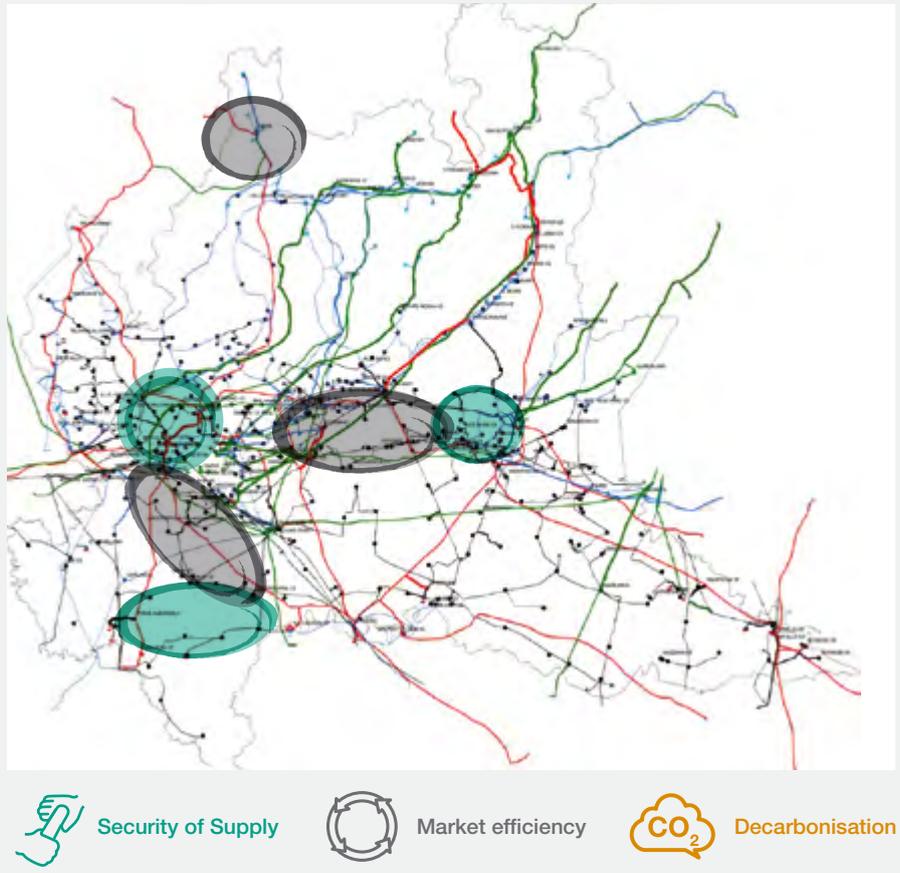
Le analisi sulla rete primaria di trasmissione della Regione Lombardia mostrano alcune criticità che potrebbero ridurre i margini di sicurezza della rete, interessata da fenomeni di trasporto in direzione Ovest/Est, con flussi di potenza provenienti dalla Regione Piemonte e dalla frontiera Svizzera verso 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 "Elettrodotta 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 “Elettrodoto 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”.

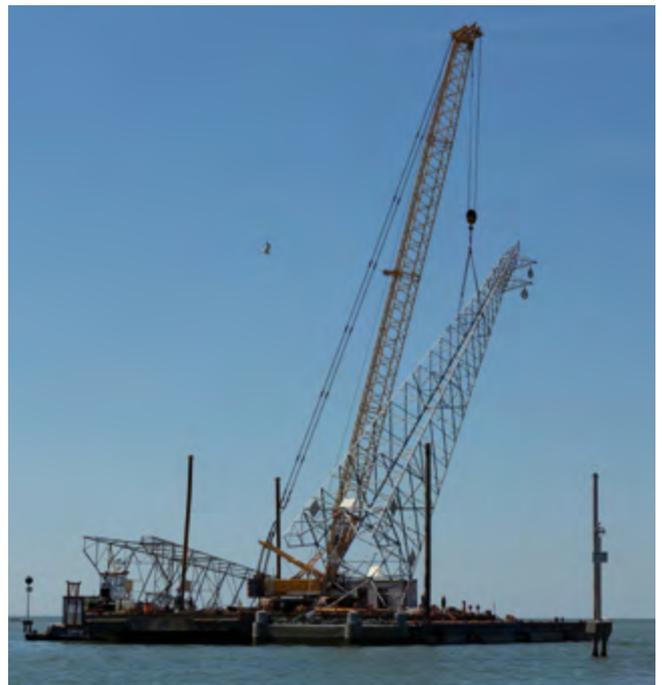
FIGURA 57 *Principali criticità di rete nell'Area Nord*



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 57*, 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 ed 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 380 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 sensi della legge 99/2009 e s.m.i."

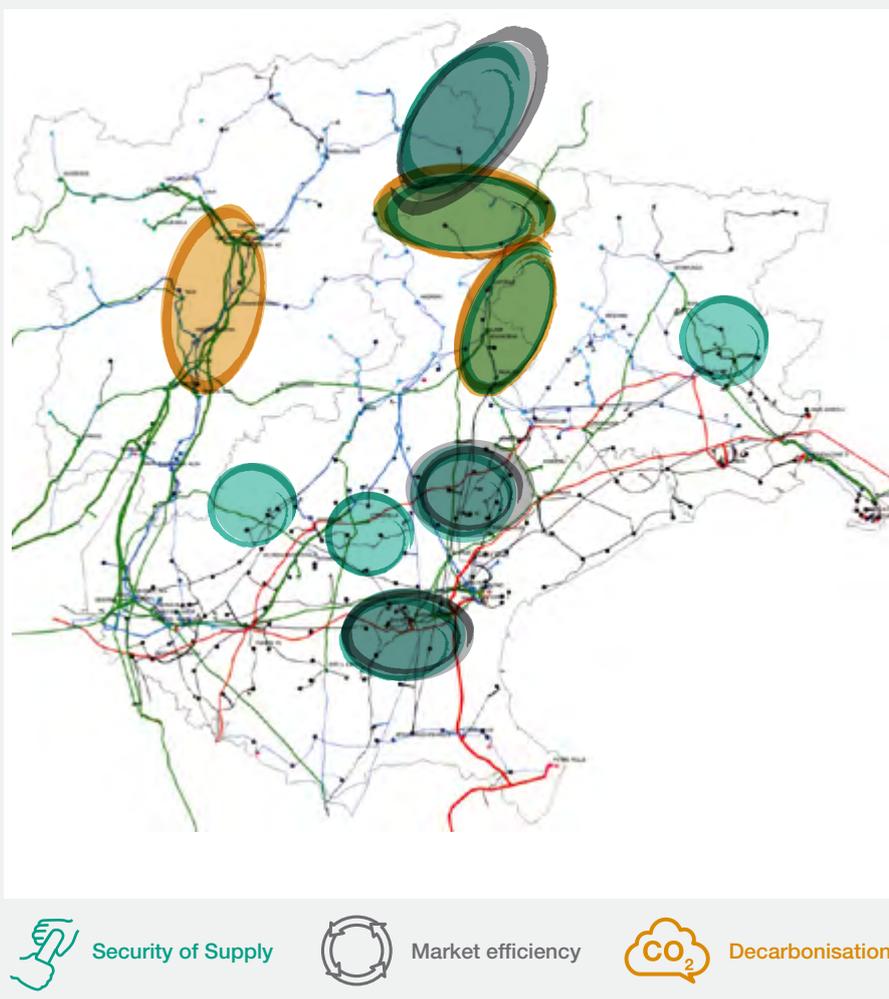
La rete a 220 kV del Trentino Alto Adige e del Bellunese presenta invece vincoli e rischi in sicurezza N-1 in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità. Di contro, nei periodi di scarsa idraulicità, presenta problemi legati al contenimento dei profili di tensione (prevalentemente nei periodi festivi e/o notturni) con necessità di presenza in servizio di gruppi generatori al solo scopo di regolazione della tensione. In questo ambito sarà risolutivo l'intervento "215-P Riassetto rete alto Bellunese".

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. 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)".

Inoltre, 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 Direttrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS - Mori" che consentiranno di rimuovere l'attuale impossibilità di realizzare un assetto a isole che vincoli la produzione a confluire sulla rete a 220 kV del Trentino-Alto Adige.

Per quanto riguarda l'Alto Bellunese, la rete 132 kV presenta rischi per la sicurezza di esercizio. In particolare, persiste l'esistenza di Cabine Primarie di rilevante importanza alimentate in antenna strutturale o comunque non dotate del necessario grado di magliatura e interconnessione con la rete a tensione superiore per fare fronte a condizioni climatiche con fenomeni che nel corso degli anni sono diventati via via sempre più frequenti ed estremi. Inoltre, negli ultimi anni si sono verificati frequenti disservizi legati a danni su linee di alta ed altissima tensione causati dalla formazione di manicotti di ghiaccio e dal vento.

FIGURA 58 *Principali criticità di rete nell'Area Nord-Est*



Infine, fortemente critica risulta essere l'area della Valsugana in provincia di Trento: attualmente tale porzione di rete (esercita a 60 kV) a cui è sotteso un carico piuttosto importante è caratterizzata da una notevole vetustà dei collegamenti e una scarsa affidabilità e flessibilità di esercizio. Per questa ragione è stato programmato l'intervento "221-P Razionalizzazione 132 kV Trento Sud" che permetterà sia un incremento dell'affidabilità del servizio che un miglior sfruttamento della produzione idrica.

In *Figura 58* si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Trentino-Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.



### 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 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 efficiente 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 Elettrodotta 380 kV Colunga - Calenzano, 347-P Elettrodotta 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, limitando lo sfruttamento della produzione da impianti più efficienti e riducendo la qualità e la sicurezza del servizio elettrico. Rientrano in questa casistica le aree di carico comprese fra le stazioni di S.Barbara, Pietrafitta e Arezzo, quelle comprese 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 e Avenza risulta satura e necessita di maggiori iniezioni di potenza dalla rete di trasmissione attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e il potenziamento di quelle esistenti che 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".

Dall'analisi di criticità di rete emergono 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, nell'area metropolitana di Firenze, nella quali gli interventi di sviluppo e potenziamento "322-P Rete Nord - Ovest Emilia, 317-P Rete metropolitana Firenze", limitano le criticità a situazioni di sicurezza N-1 a rete non integra.

Tuttavia, permangono alcune criticità legate alla porzione di rete alimentante l'area metropolitana di Bologna, per le quali, considerati anche ulteriori incrementi di carico previsti, si rendono necessarie le attività previste nell'intervento "326-P Riassetto rete AT a Nord di Bologna".

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 Elettrodotta 132kV Elba-Continente".

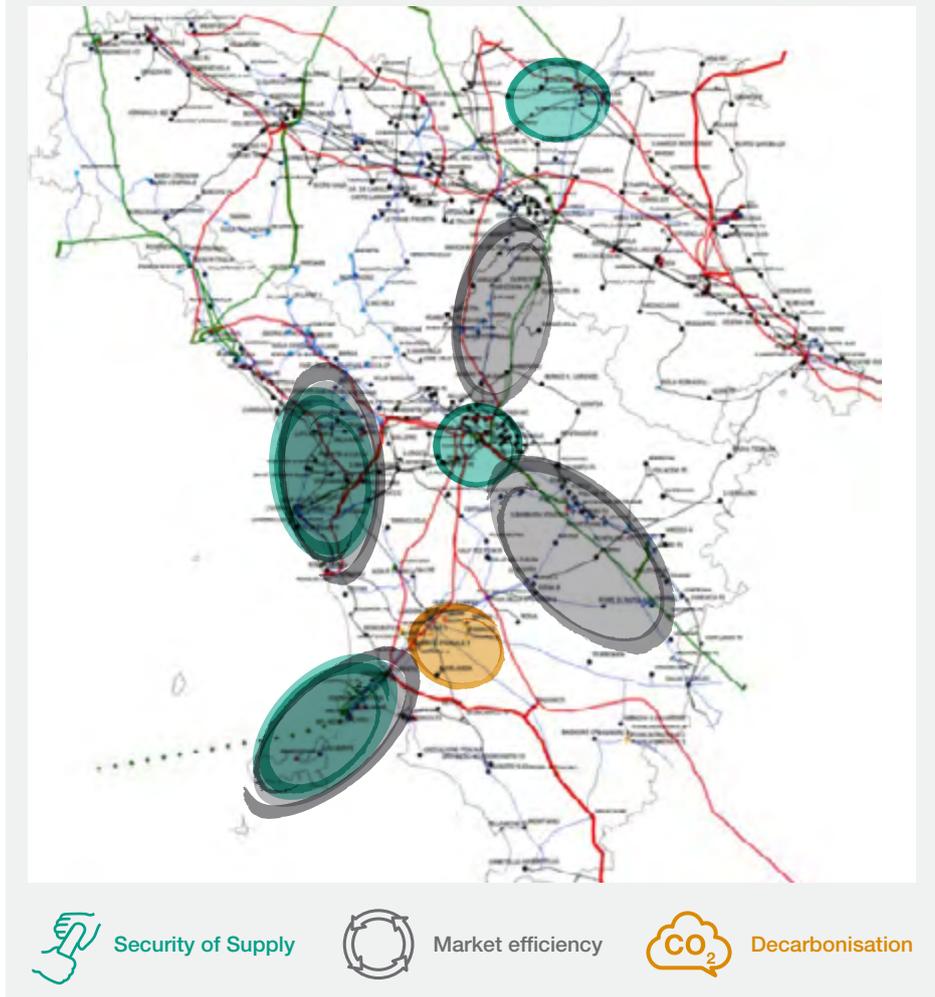
Ulteriori problemi di affidabilità di alimentazione riguardano i carichi insistenti nelle province di Modena, Reggio Emilia e Forlì/Cesena, quest'ultima condizionata in particolare dalla diffusa presenza di impianti primari alimentati da elettrodotti AT ex RFI che

saranno superato 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) a causa di guasti permanenti alle linee AT e disalimentazioni di utenza dovuti alla formazione di manicotti di ghiaccio, risolti con diversi interventi pianificati tra cui: “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 che saranno superati attraverso l’intervento “308-P Riassetto rete area Livorno”.

FIGURA 59 *Principali criticità di rete nell’Area Centro-Nord*



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 59* si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Toscana ed Emilia-Romagna.

### 2.8.5 Area Centro Sud

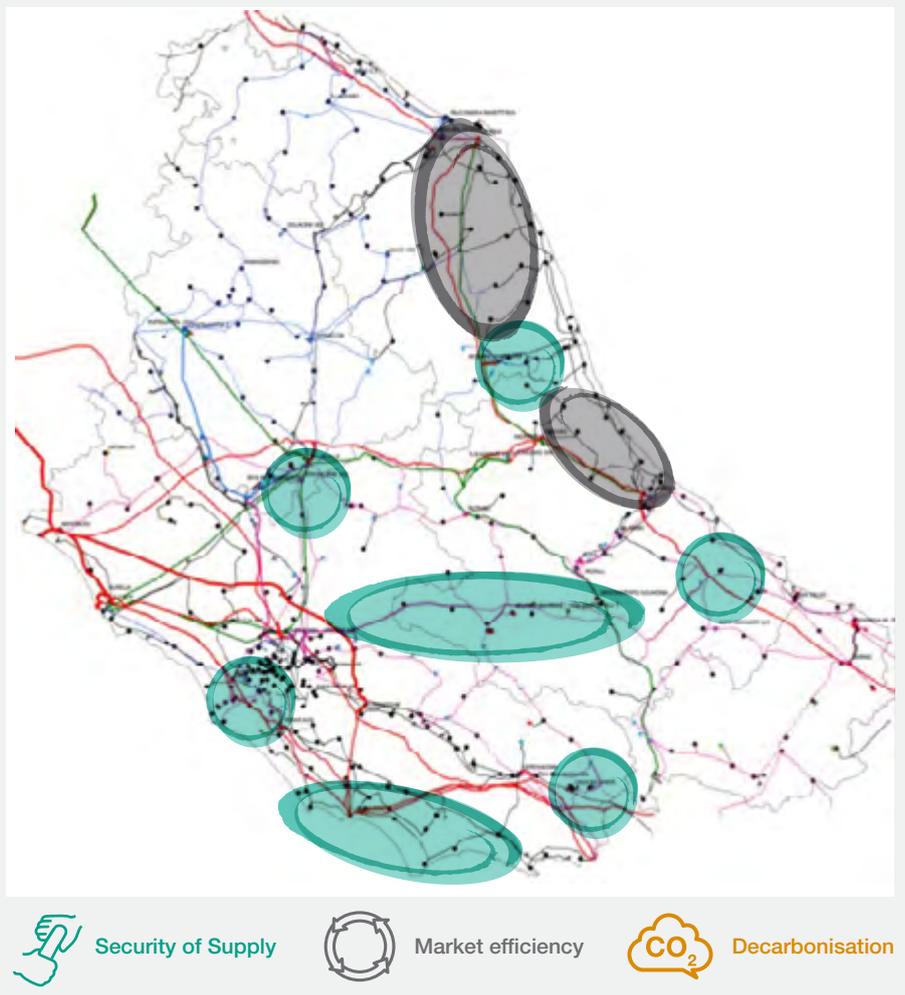
La rete AAT dell’area Centro Sud Italia è ad oggi carente da un punto di vista strutturale soprattutto sul versante adriatico, impegnato costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud – Centro. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell’entrata in servizio nel Sud 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 Elettrodotta 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 60 *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 60* 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. In tal senso, particolari criticità si registrano sui collegamenti 380 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee 380 kV che dalla Calabria si diramano verso nord. Queste criticità saranno superate dagli interventi "402-P Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova e 505-P "Bisaccia – Deliceto".

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 saranno risolti con l'intervento "506-P Elettrodotto e380 kV Montecorvino – Avellino Nord - Benevento II". Relativamente all'area metropolitana di Napoli si registrano eventi di sovraccarico di alcuni elementi di rete 220 kV.

Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell'area Sud riguardano anche le trasformazioni 380/150 kV e 230/150 kV delle maggiori stazioni elettriche interessate da diversi interventi di sviluppo tra cui: "505-P "Bisaccia – Deliceto" e 538-P Stazione 380/150 kV Deliceto". Infatti, 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.

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 che saranno superate con i progetti pianificati: "518-P e 519-P rispettivamente Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania e Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia".

FIGURA 61 *Principali criticità di rete nell'Area Sud*



Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti che saranno risolti con l'intervento di sviluppo "511-P Stazione 380 kV S. Sofia". Inoltre, si evidenziano criticità relativamente alle linee in ingresso alla SE S. Maria C.V. 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 che saranno consentiti con l'intervento "504-P Riassetto rete AT penisola Sorrentina". 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".

In Basilicata, le direttrici 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto.

In Puglia le criticità di esercizio interessano un'estesa porzione della rete. In tal senso, si riscontrano criticità sulle linee 150 kV afferenti le SE 380/150 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 380/150 kV in particolare a Deliceto e Galatina mediante gli interventi di sviluppo "538-P Stazione 380/150 kV Deliceto e 539-P Stazione 380/150 kV Galatina". Nell'area di Brindisi, importanti gruppi termici risultano collegati alla rete con una sola linea 380 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, che saranno risolte dall'intervento "519-P Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia".

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 la SE di Feroleto, in particolare la dorsale 150 kV tra la SE di Feroleto e la CP Soverato. Queste criticità saranno superate dagli interventi "521-P Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Calabria, 525-P Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica".

In *Figura 61* 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 Siciliana è garantito da un parco termico vetusto, concentrato nell'area Est e Sud/ Ovest dell'Isola e da numerosi impianti FER (principalmente eolici) collocati principalmente nell'area Sud/ Ovest; la rete di trasmissione primaria è costituita essenzialmente da un'unica dorsale ad Est a 380 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.

Tale distribuzione del parco di generazione rende il sistema Siciliano estremamente squilibrato vincolando più del 30% degli impianti termici in esercizio e rappresentando un ostacolo anche allo sviluppo di nuova generazione in particolare da fonte eolica, in forte crescita negli ultimi anni nell'Isola. Al fine di risolvere queste criticità sono stati pianificati i seguenti interventi di sviluppo: "602-P Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi - Ciminna", 603-P Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo, 604-P Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 - Villafranca".

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;
- sovraccarichi sulle arterie AT, con conseguente rischio di disalimentazione, in particolare nelle province di Palermo, Catania, Messina, Ragusa ed Agrigento.

Al fine di evitare l'insorgere di queste problematiche sono stati programmati diversi interventi di sviluppo: "608-P, 611-P, 612 P, 501-P e 613-P che corrispondono rispettivamente a Riassetto area metropolitana di Palermo, Interventi sulla rete AT nell'area di Catania, Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania, Riassetto di Messina e Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa".

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 che sarà risolta dall'intervento: "603 Paternò – Priolo.

In *Figura 62* si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nella Regione Sicilia.

### 2.8.8 Area Sardegna

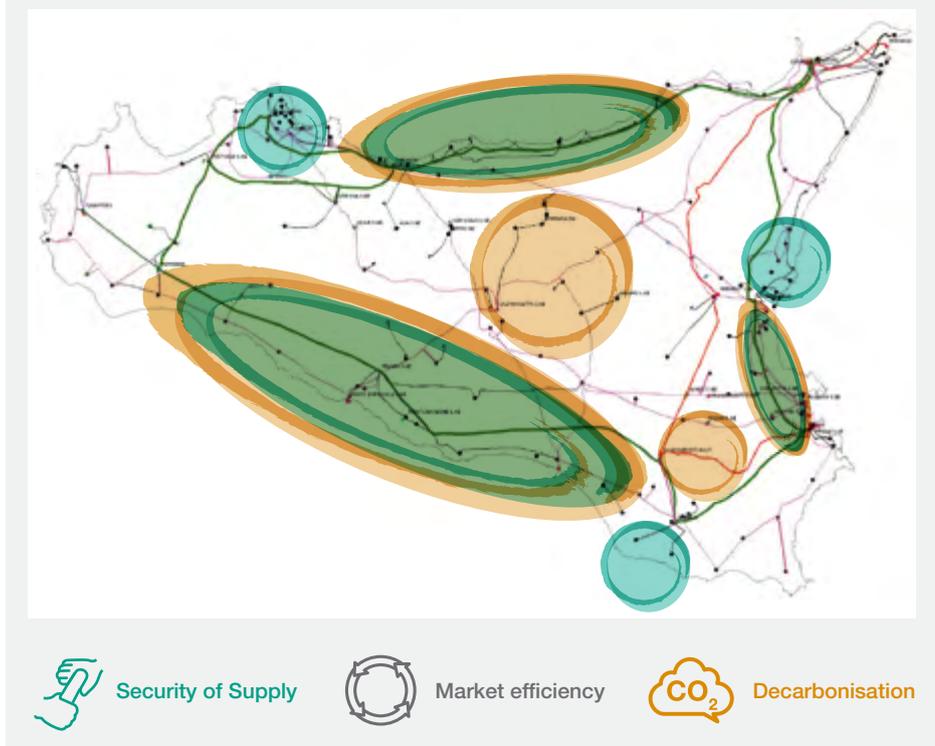
La Regione Sardegna è attualmente interconnessa al Continente attraverso due collegamenti in corrente continua; la regione è attraversata da un'unica dorsale a 380kV (il cui tratto più lungo misura circa 155 Km) che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiume Santo) alla zona industriale di Cagliari (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) sono, installati due compensatori sincroni, strategici per il controllo delle tensioni. Altri due, come previsto, sono in corso di attivazione nella SE di Selargius (a cavallo tra 2019 e 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.

**FIGURA 62** *Principali criticità di rete nell'Area Sicilia*



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 sovralfrequenza 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:

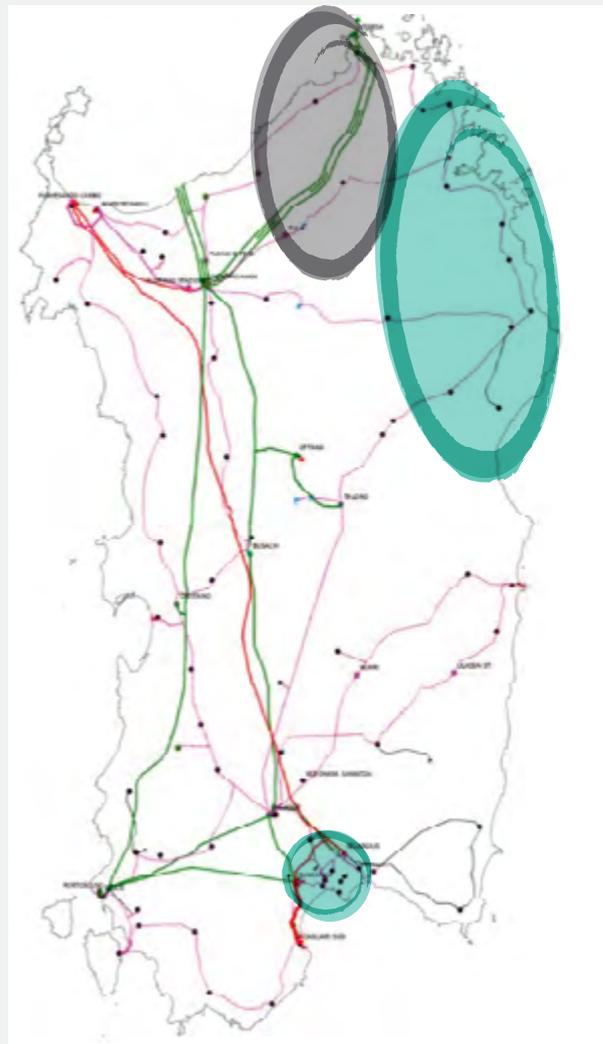
- incrementare **la sicurezza** di esercizio del sistema elettrico delle isole collegandole direttamente con il Continente garantendo maggiore capacità di regolazione;
- **risolvere i vincoli di essenzialità** dei gruppi nelle Isole;
- assicurare **un incremento dell'interconnessione tra Sicilia, Sardegna 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** delle isole 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.

Numerose sono le richieste di connessione di nuovi impianti a FER (generazione eolica e solare): nel corso del 2019 oltre 60 sono le richieste di connessione di tali impianti alla RTN sarda. In **Figura 63** si evidenziano le principali criticità della rete elettrica della Sardegna.

FIGURA 63 **Principali criticità di rete nell'Area Sardegna**



Security of Supply



Market efficiency



Decarbonisation

# Strumenti tecnologici a supporto del sistema

# 2.9

Al fine di garantire un appropriato livello di servizio agli utenti ed evitare disalimentazioni locali ed estese, Terna ha messo a punto alcune contromisure che permettono di garantire adeguati margini di stabilità e risolvere alcune problematiche che provocano l'insorgenza di guasto

Al fine di migliorare la stabilità di funzionamento del sistema elettrico, TERNA ha studiato l'impiego di compensatori sincroni. Tali compensatori rappresentano la prima installazione di questo tipo in Italia negli ultimi 40 anni e rappresentano, per taglia e tipologia, un elemento di novità assoluta a livello europeo. Inoltre, per contrastare la progressiva diminuzione dell'inerzia di rete, legata alla chiusura delle centrali a carbone, Terna ha studiato l'applicazione di sistemi di compensatori sincroni equipaggiati con volani ad alta inerzia<sup>1</sup>. Tali sistemi (anch'essi caratterizzati da una potenza di 2 x 250 MVar sono attualmente in fase di installazione presso diverse stazioni elettriche e rappresentano un elemento di innovazione, mai applicati a livello europeo.

In aggiunta ai compensatori sincroni, Terna nei prossimi anni sta pianificando l'installazione di dispositivi STATCOM, progettati per fornire un contributo rapido ed efficace alla regolazione di tensione.

- **Dispositivi STATCOM.** Installazione di dispositivi STATCOM, progettati per fornire un contributo rapido ed efficace alla regolazione di tensione.
- **Power System Stabilizer (PSS) Adattativi.** La risposta dei PSS dipende dal punto di funzionamento dei generatori sincroni. Questo significa che non esiste una parametrizzazione univoca che permette una risposta adeguata a garantire un efficace smorzamento. Per queste ragioni, Terna sta investigando la possibilità di modificare automaticamente i parametri di un PSS in dipendenza del punto di funzionamento della macchina.
- **Power Oscillation Damping (POD).** La logica dei POD può aiutare il sistema durante il fenomeno delle oscillazioni inter-area modificando la potenza attiva e reattiva del collegamento HVDC con l'obiettivo di smorzare i moti oscillatori.
- **Resistori variabili.** Le installazioni dei resistori potrebbero fornire almeno due vantaggi principali, il primo è la soppressione di potenziali oscillazioni e il secondo è l'utilizzo come carico in strategie di riaccensione in modo da evitare in prima battuta l'uso del carico civile.

Infine, come mostrato nel paragrafo 2.4.1, si sta assistendo negli ultimi anni ad un incremento dell'area di influenza dei guasti, tipicamente per fulminazione di linee elettriche aeree. Terna si è dotata di accesso a sistemi cartografici basati su reti di localizzazione fulmini allo stato dell'arte, per la valutazione dei tassi di fulminazione delle linee elettriche aeree<sup>2</sup>. Al fine di ridurre l'incidenza dei guasti monofasi su linee elettriche aeree, sono state valutate le prestazioni delle linee di sub-trasmissione, maggiormente soggette a scarica per fulminazione<sup>3</sup>, verificando l'efficacia di contromisure che spaziano dall'adozione di impianti di terra compatti e di maggiori prestazioni<sup>4</sup> all'utilizzo di componenti innovativi, quali scaricatori di linea<sup>5</sup>.

<sup>1</sup> F. Palone, F. M. Gatta, A. Geri, S. Lauria and M. Maccioni, "New Synchronous Condenser – Flywheel Systems for a Decarbonized Sardinian Power System," 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6.

<sup>2</sup> F. Palone, M. Forteoloni, M. Marzinotto, M. Rebolini, M. Bernardi, M. Maccioni, A. Geri, S. Lauria, "Evaluation of lightning performances of 132 kV overhead lines in Northern Italy: comparison of different LLS data and lightning parameters Lightning and Power Systems" Cigre 2016 symposium, Bologna.

<sup>3</sup> F. M. Gatta, A. Geri, S. Lauria, M. Maccioni and F. Palone, "Lightning Performance Evaluation of Italian 150 kV Sub-Transmission Lines," 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Genova, Italy, 2019, pp. 1-7.

<sup>4</sup> F. M. Gatta, A. Geri, M. Maccioni, S. Lauria, F. Palone and G. Pelliccione, "Design approaches for EHV OHL "compact" tower grounding systems," 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Milan, 2017, pp. 1-6.

<sup>5</sup> F. M. Gatta, A. Geri, S. Lauria, M. Maccioni and F. Palone, "Tower Grounding Improvement Versus Line Surge Arresters: Comparison of Remedial Measures for High-BFOR Subtransmission Lines," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 51, no. 6, pp. 4952-4960, Nov.-Dec. 2015.

# Il mercato elettrico

# 2.10

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.

## 2.10.1 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:

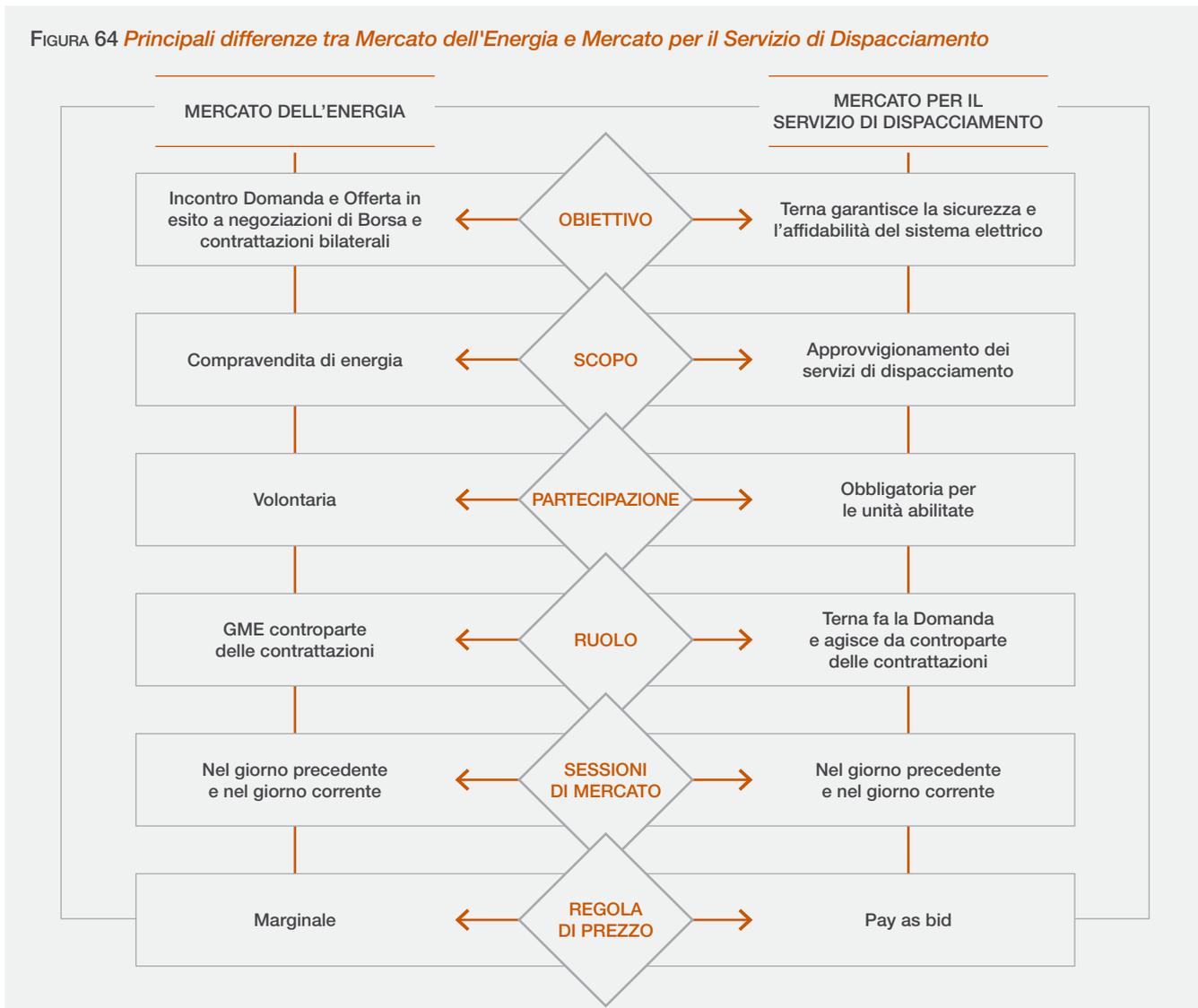
- il **bilanciamento** istantaneo e costante tra l'energia immessa in rete e prelevata dalla rete;
- il **non superamento dei limiti massimi dei flussi di energia** sugli elementi fisici della rete (elettrodotti);
- il **mantenimento dei valori di frequenza e tensione** all'interno di un range di sicurezza 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 64* sono riportate le principali caratteristiche che distinguono i mercati dell'energia dal mercato per il servizio di dispacciamento.



### 2.10.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il mercato del giorno prima (di seguito MGP) è un mercato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso all'interno del quale vengono negoziate le offerte di acquisto e di vendita per il giorno successivo e vengono definiti i prezzi e le quantità scambiate. Gli esiti del MGP sono dunque i programmi di immissione e prelievo per gli operatori in vendita e in acquisto.

Il MGP è organizzato secondo un modello di asta implicita ed ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica (solo una parte residuale di vendita e acquisto di energia viene effettuata sul MI).

Prima della seduta del mercato, Terna fornisce al GME i limiti ai transiti orari di energia tra le zone di mercato e con ciascuna delle zone di interconnessione con l'estero.

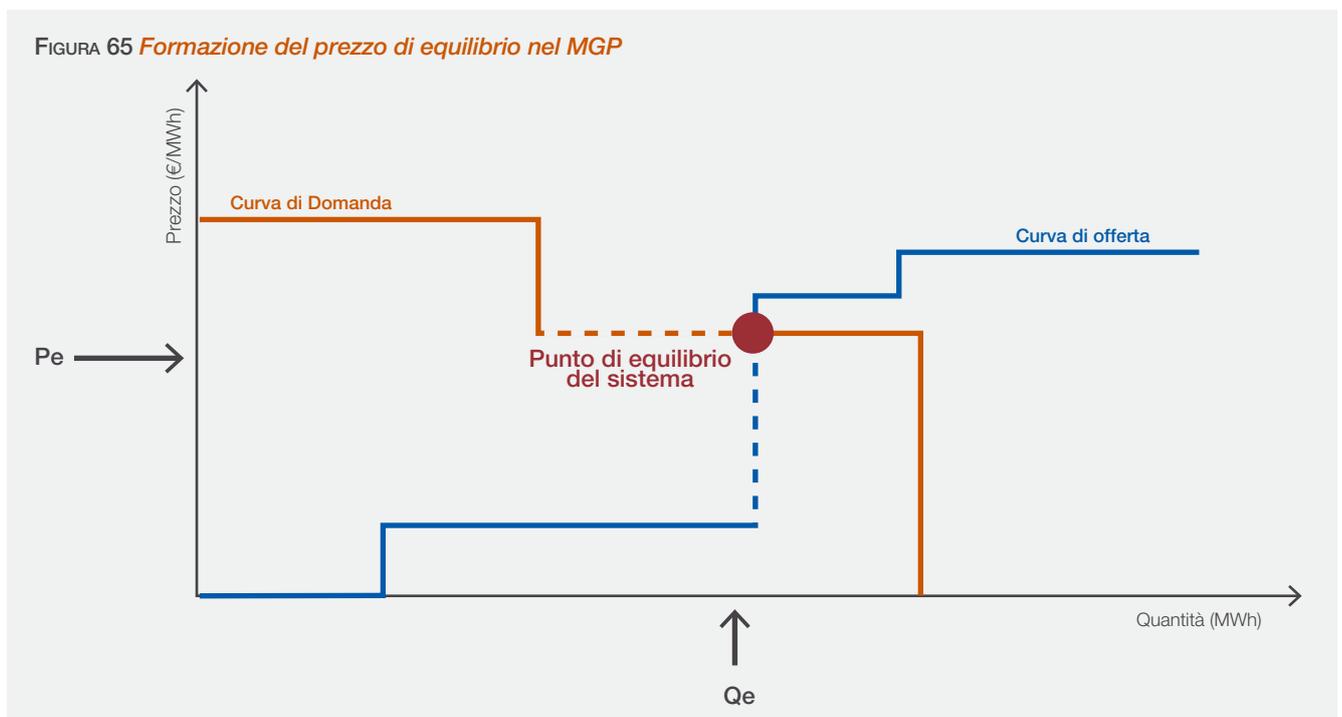
Durante tutta la durata della seduta di mercato, gli operatori presentano le offerte, all'interno delle quali sono indicati la quantità di energia e il prezzo minimo (massimo) a cui l'operatore è disposto a vendere (acquistare).

L'accettazione delle offerte presentate avviene secondo il principio del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone geografiche.

Concettualmente, il funzionamento del MGP può essere descritto in maniera semplificata come segue: per ogni ora, le offerte di vendita valide vengono ordinate per prezzo crescente nella curva di offerta aggregata e le offerte di acquisto valide per prezzo decrescente all'interno della curva di domanda aggregata: il punto di intersezione tra le due curve determina la quantità di energia oraria complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio (prezzo marginale), le offerte accettate e quindi i programmi orari di immissioni e prelievo come somma di tutte le offerte accettate per ogni unità di immissione/prelievo (Figura 65).

Inoltre, le quantità corrispondenti ai programmi di immissione e prelievo comunicati dagli operatori in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori della Borsa Elettrica, sono trattate come offerte di vendita a zero e offerte di acquisto senza indicazione di prezzo, a cui vengono applicate le priorità stabilite nella disciplina del dispacciamento.

Secondo tale processo, risultano non accettate tutte le offerte di vendita presentate a un prezzo superiore al prezzo marginale e tutte le offerte di acquisto presentate a un prezzo inferiore al prezzo marginale.



Nel caso in cui flussi sulla rete non violino nessun limite di transito tra le zone, il prezzo di equilibrio sarà unico tra tutte le zone: si parla in questo caso di una configurazione a *sbarra unica*.

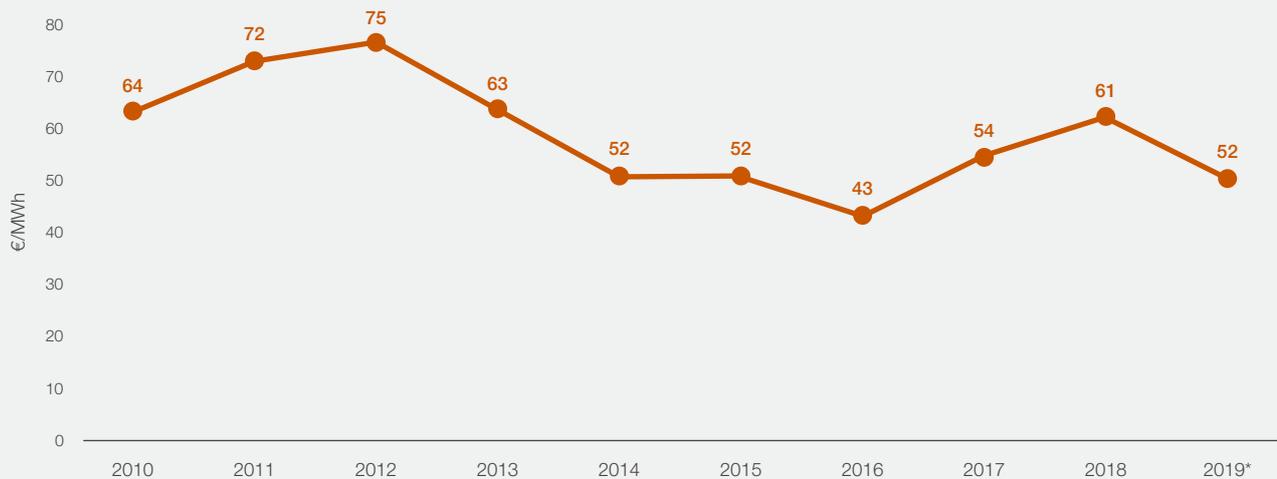
Nel caso in cui almeno un limite risulta violato, il mercato viene separato in due zone, una in importazione (che include le zone a valle del vincolo) e una in esportazione (che include le zone a monte del vincolo), e ripete il processo di ordinamento delle offerte per ognuna delle due zone, determinando così due nuovi prezzi marginali (dove il prezzo di equilibrio della zona esportatrice risulta minore di quello della zona importatrice). Tale processo, definito *market splitting*, si ripete all'interno di ogni zona finché gli esiti del mercato non rispettano tutti i vincoli di rete.

Terminato il processo di accettazione delle offerte, la valorizzazione avviene secondo i seguenti criteri:

- tutte le offerte di vendita accettate sono valorizzate al **prezzo di equilibrio** della zona di mercato a cui appartengono, cioè il prezzo zonale determinato ad ogni ora dall'incrocio della curva di domanda e di offerta;
- tutte le offerte di acquisto accettate (ad eccezione di quelle da impianti di pompaggio, di quelle di esportazione verso frontiere estere e di alcune offerte residuali) sono valorizzate al **Prezzo Unico Nazionale (PUN)**, pari alla media dei prezzi zionali ponderati per i consumi di energia zionali.

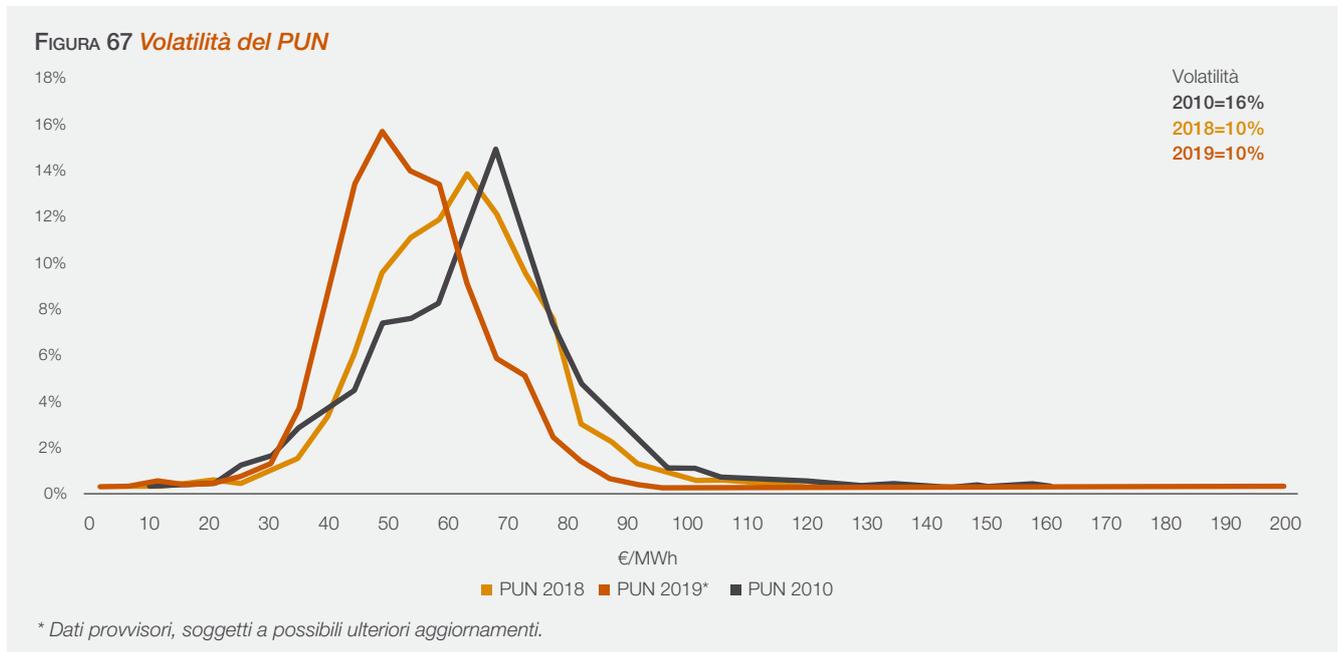
Nella *Figura 66* è rappresentato l'andamento del PUN medio annuo. Questo, a partire dal 2012, ha registrato un progressivo decremento dovuto all'incremento della produzione da Rinnovabili congiuntamente alla riduzione della Domanda, riflettendo l'evoluzione del contesto elettrico in Italia nel corso degli anni. Un'ulteriore riduzione è stata registrata nell'anno 2016 a causa di una forte riduzione del prezzo delle materie prime (commodities).

FIGURA 66 *Andamento del Prezzo Unico Nazionale*



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

Nel corso degli anni, inoltre, si è registrata anche una forte riduzione della volatilità del titolo. In *Figura 67*, infatti, è possibile confrontare la curva di distribuzione del PUN rispetto al prezzo negli ultimi anni (2018 e 2019) rispetto alla stessa curva del PUN della prima fase (2010).



Nel 2019 il PUN registrato è stato pari a 52 €/MWh, in riduzione del 15% rispetto all'anno 2018 e in linea con il valore registrato nel 2017.

I prezzi zonalni nel corso del 2019 risultano essere inferiori rispetto al 2018 (se confrontati sui valori medi la riduzione è pari a 9€/MWh), con valori prossimi a quelli dell'anno 2017. Inoltre, il differenziale dei prezzi zonalni rispetto al PUN (*Figura 68*) mostra nel corso degli anni una riduzione dello scostamento dei Prezzi zonalni della Sicilia e della Sardegna: in particolare la piena operatività a partire dal 2011 del Sa.Pe.I e successivamente del nuovo collegamento Sicilia Rossano hanno consentito l'allineamento dei prezzi tra Sardegna e Sicilia con il Continente. Si nota che i prezzi zonalni non includono i poli di produzione limitata.

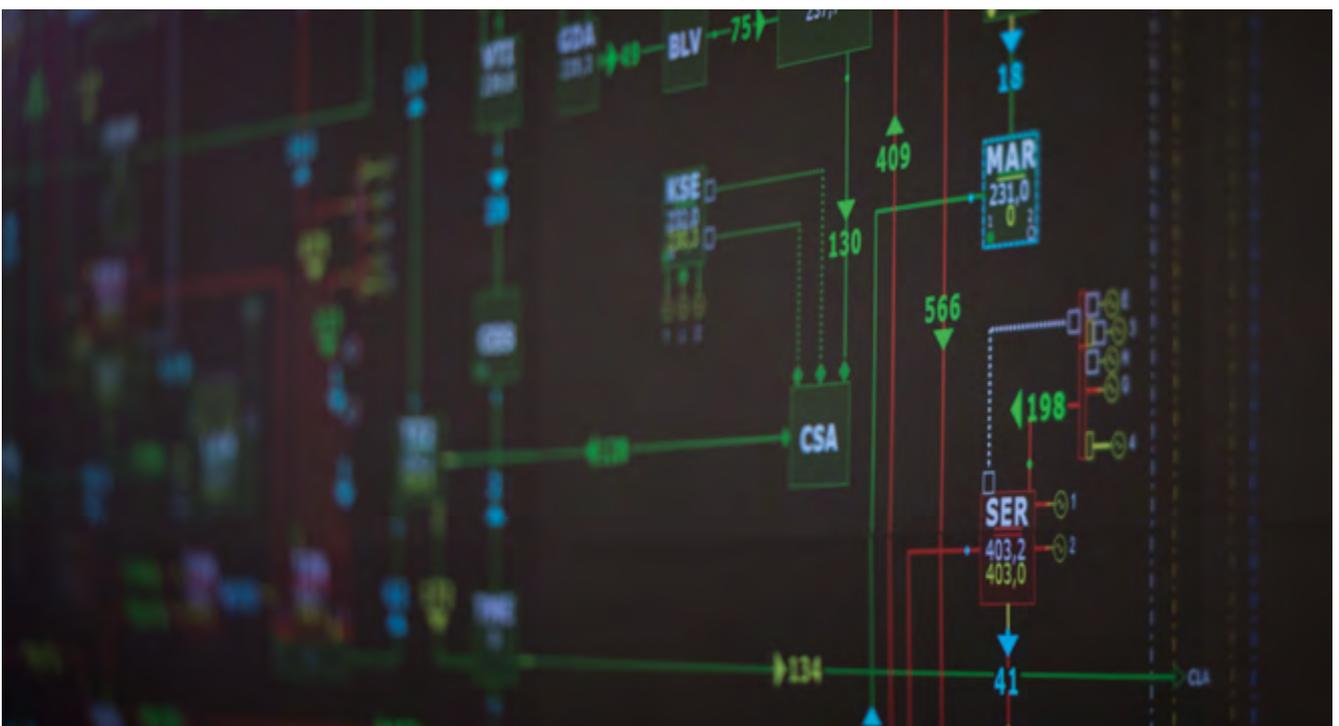
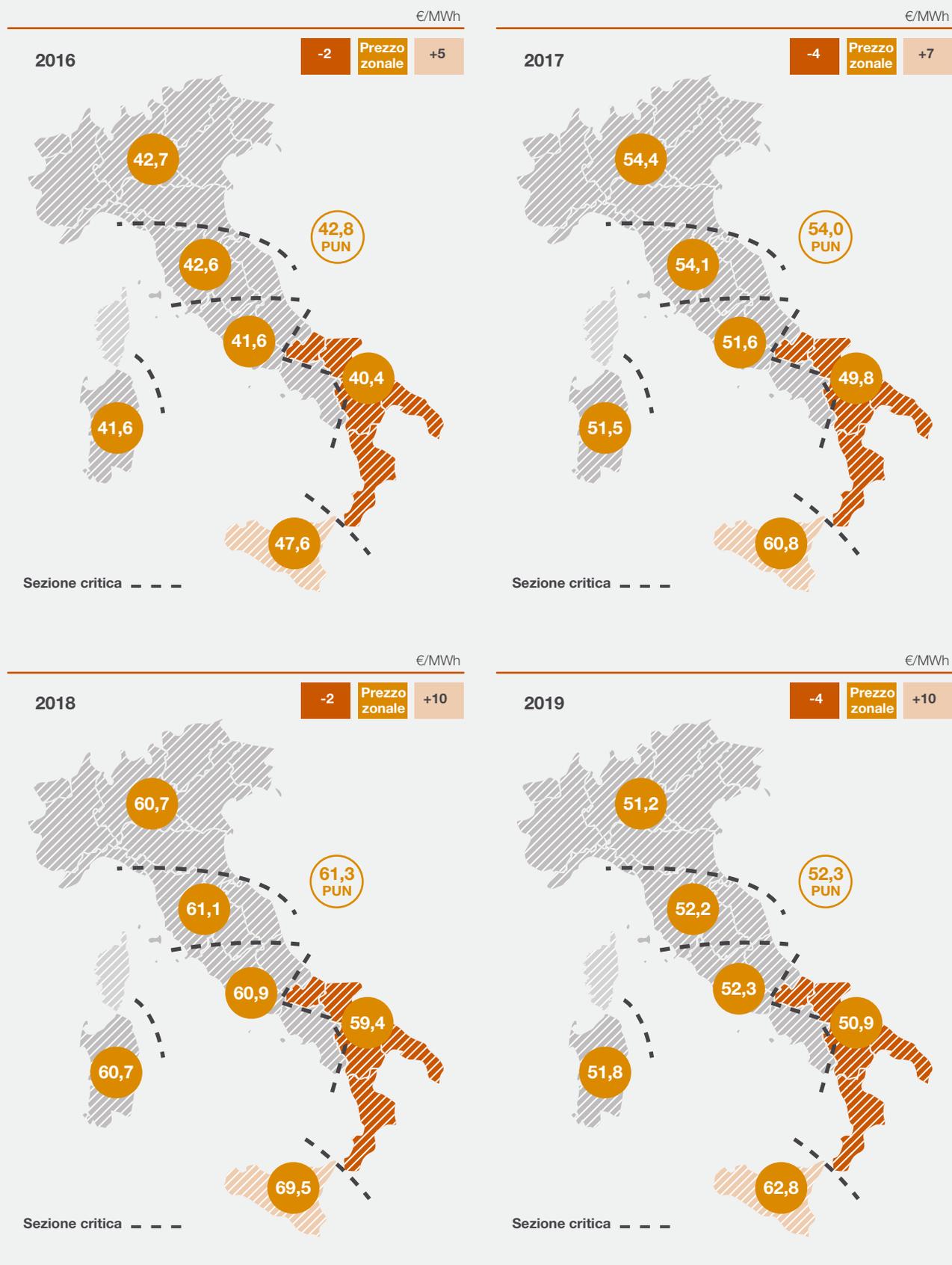


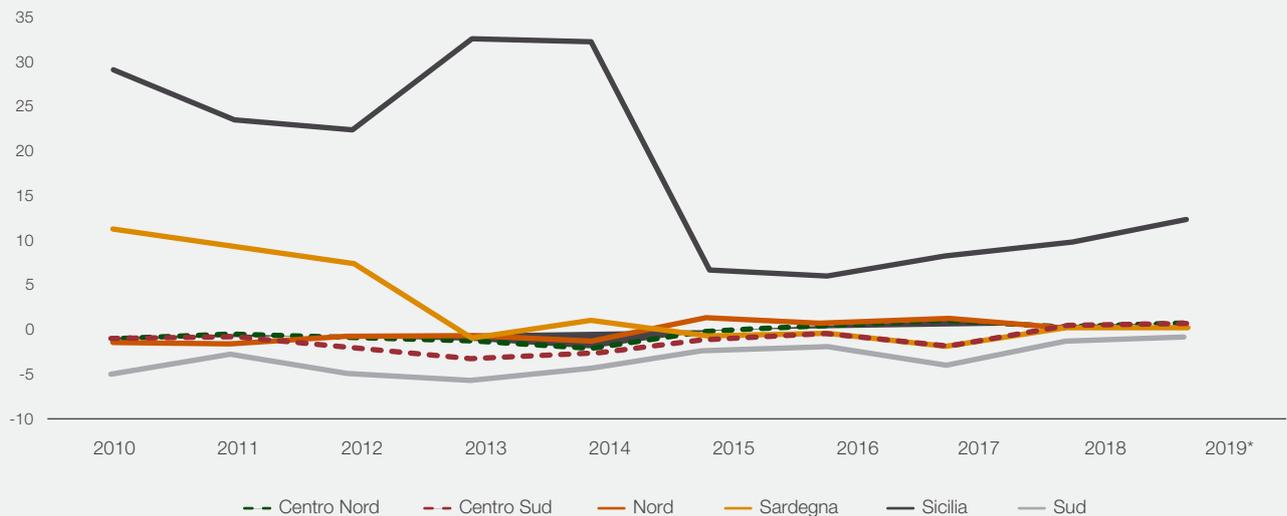
FIGURA 68 *Esiti del Mercato del Giorno Prima*



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

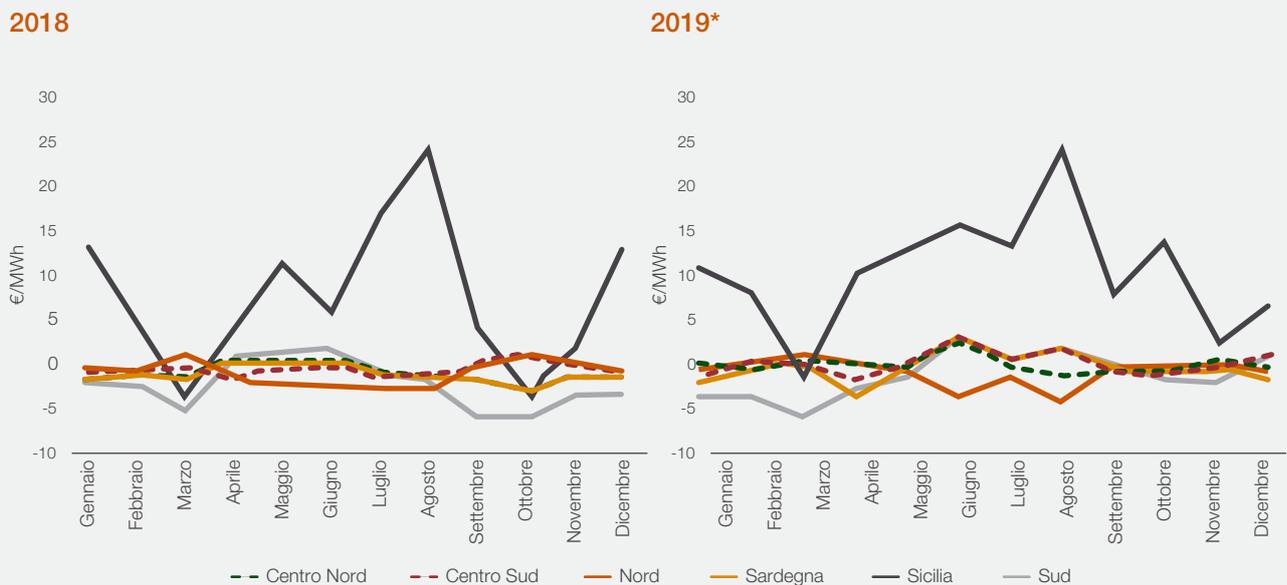
Analizzando i prezzi rispetto alla media nazionale nei primi dieci mesi del 2019 (Figura 69), il differenziale dei prezzi zonal mensili non presenta uno scostamento marcato rispetto al 2018, ad eccezione del prezzo zonale siciliano che registra un aumento medio annuo di 4 €/MWh (da 8 €/MWh a 12 €/MWh) e uno scostamento marcato principalmente nei mesi di giugno (+9 €/MWh) e di ottobre (+16 €/MWh), giustificato prevalentemente da indisponibilità del nuovo collegamento Sorgente – Rizziconi per lavori di manutenzione (Figura 70).

FIGURA 69 Differenziali di prezzo rispetto al PUN



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

FIGURA 70 Differenziale di prezzo rispetto al PUN (anni 2018 e 2019\*)

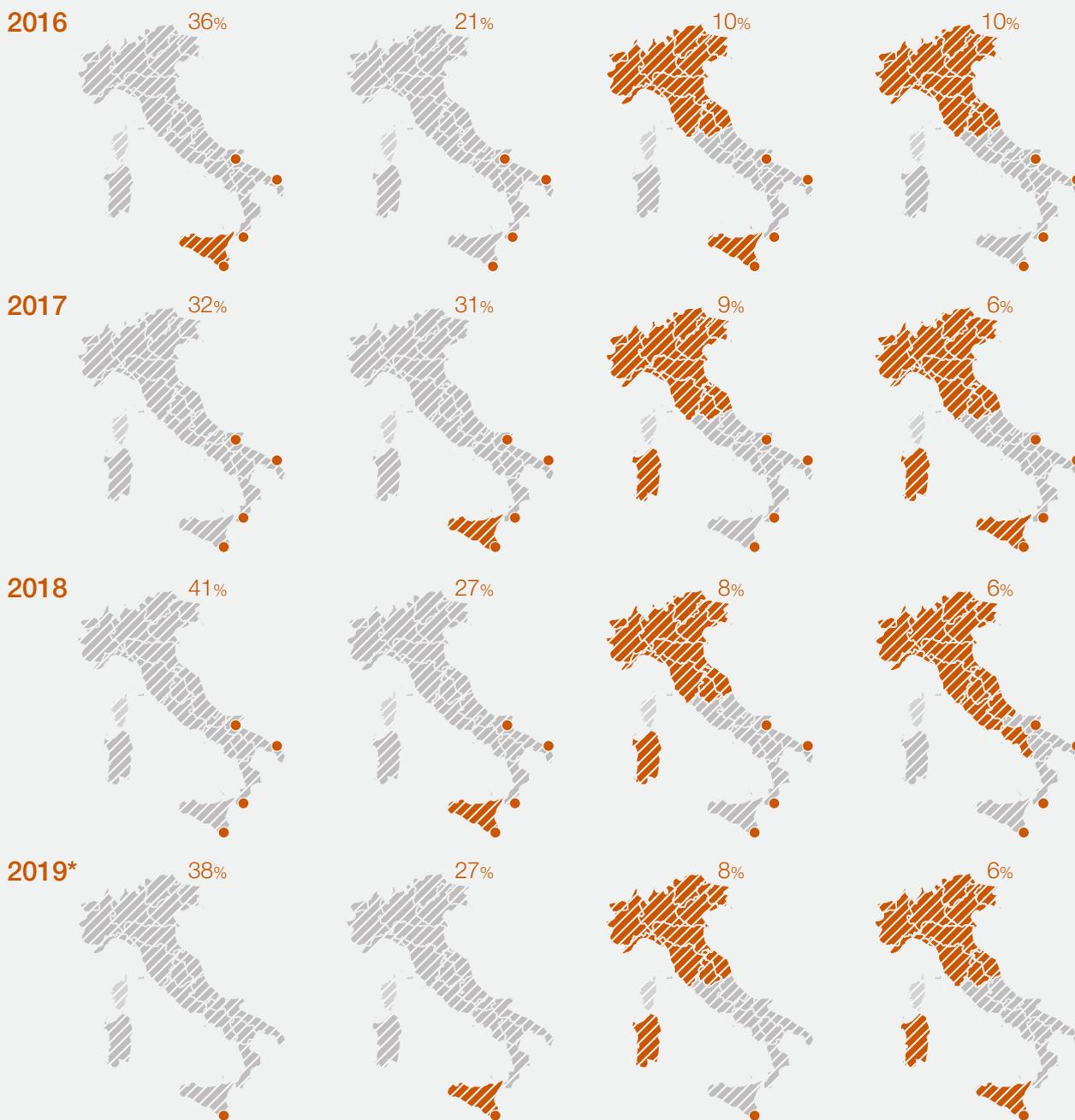


\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

La Figura 71 mostra le principali configurazioni zionali in esito ai Mercati dell'Energia: nel 2019 la configurazione più frequente è stata quella a Sbarra Unica nel 38% delle ore, seguita da Sud-Sicilia (27%), Centro Nord-Centro Sud e Centro Nord-Sardegna (8%) e infine Centro Nord-Centro Sud, Centro Nord-Sardegna e Sud-Sicilia (6%). Il principale scostamento rispetto al 2018 riguarda la diminuzione della frequenza di sbarra unica (41% nel 2018). La configurazione a Sbarra Unica e la configurazione a Sud-Sicilia si confermano anche nel 2019 come le più frequenti, come è visibile anche nei grafici degli ultimi quattro anni.

Per un maggior dettaglio in merito a tutte le configurazioni zonali del 2019 si rimanda alla tabella presente in *Figura 71*.

FIGURA 71 *Configurazioni zonali 2019*



**Configurazioni zonali 2019**

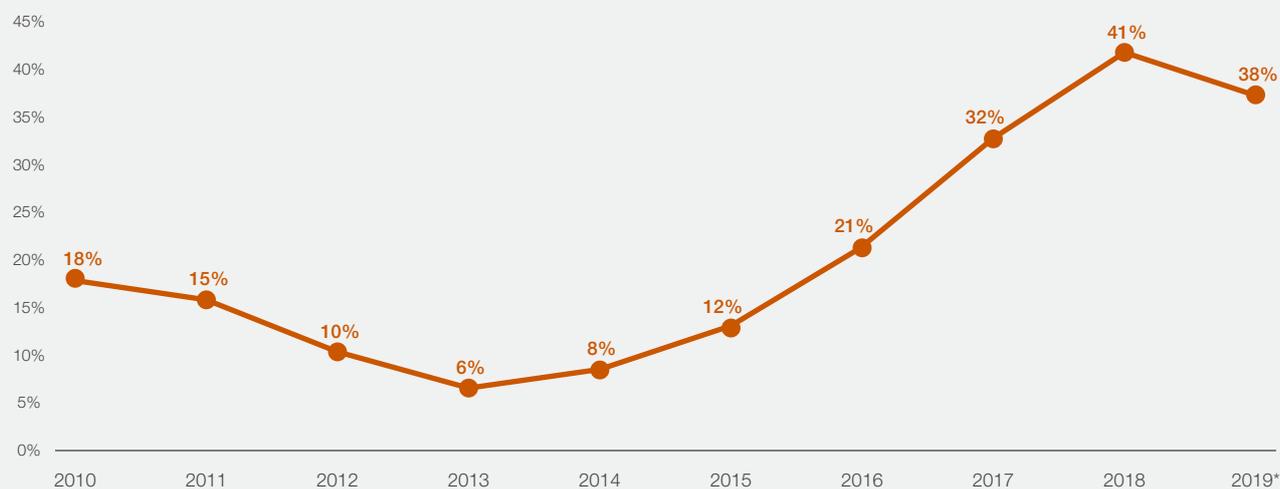
Sbarra unica	38%
Sud-Sicilia	27%
CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna	8%
CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna Sud-Sicilia	6%
CentroSud-Sud	6%
Nord-CentroNord Sud-Sicilia	5%
Nord-CentroNord	3%
CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna CentroSud-Sud	1%
Nord-CentroNord CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna	1%
CentroSud-Sud Sud-Sicilia	1%
Nord-CentroNord CentroNord-CentroSud CentroNord-Sardegna Sud-Sicilia	1%
CentroSud-Sardegna CentroNord-Sardegna	1%

\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.



È interessante inoltre l'analisi dell'andamento della frequenza della configurazione a Sbarra unica riportata in **Figura 72**: in seguito al raggiungimento del valore minimo nell'anno 2013, la percentuale di configurazione mono sbarra presenta un incremento fino al 2018, anno in cui presenta il massimo valore registrato (41% delle ore annue). L'andamento crescente 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 72** *Frequenza di configurazione a Sbarra Unica in % di ore nell'anno*



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

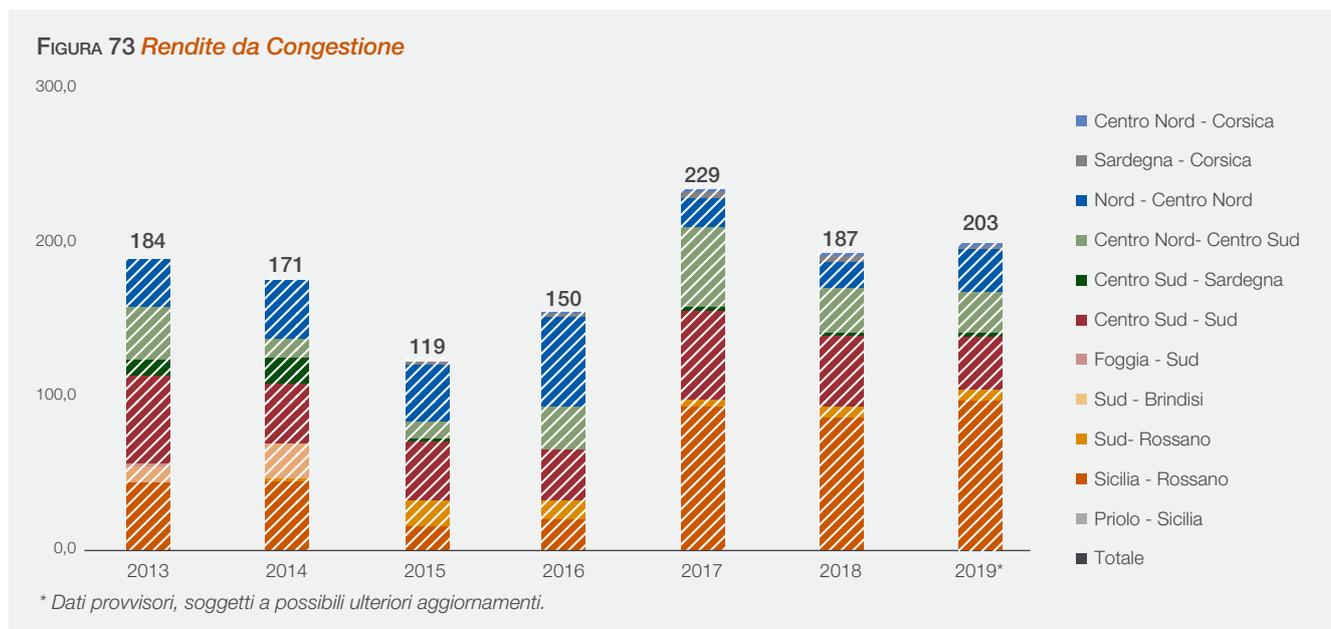
Il meccanismo del market splitting, che genera le separazioni zonali appena viste, comporta che per le quantità accettate in vendita, ogni operatore versa/riceve (in modo implicito se la vendita di energia avviene direttamente nel MGP) un corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto tra le 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.

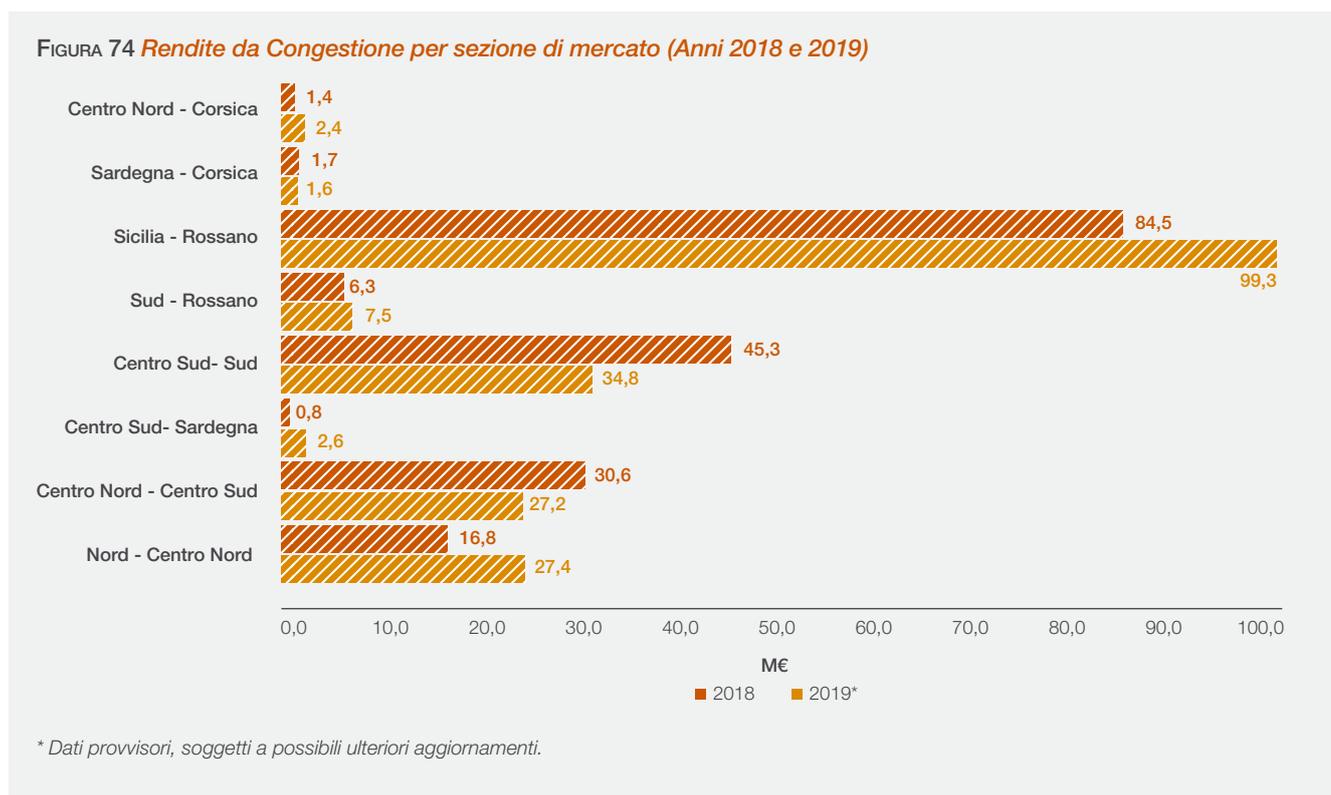
Per il GME, tale corrispettivo è pari, in ciascuna ora, sia su MGP che su MI, alla differenza tra il valore di acquisto e di vendita delle quantità di borsa complessivamente accettate. Tale corrispettivo è denominato "Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della Capacità di Trasporto", spesso noto anche con il termine "rendite da congestione".

Nel box di seguito si riporta un esempio per meglio comprendere il meccanismo delle Rendite da Congestione.

In *Figura 73* sono riportati i valori delle rendite di congestione a partire dall'anno 2013: i valori delle rendite presentano un minimo di 119 M€, registrato nel 2015, a un massimo di 229 M€ nel 2018. Nel 2019 viene confermato il trend degli anni precedenti, in quanto la sezione Sicilia-Rossano rimane quella che determina il maggior numero di congestioni di rete, e dunque di rendite. Nel periodo analizzato del 2019 tale sezione ha determinato un valore di rendite pari a 99 M€ (50% delle rendite totali), in aumento rispetto all'anno 2018 (85 M€, 45% delle rendite totali).



In *Figura 74* si riporta un dettaglio delle rendite suddivise per sezione di mercato per gli anni 2018 e 2019: complessivamente nel 2019 si registra un aumento per le sezioni Sicilia-Rossano e Nord-Centro Nord e una riduzione per le sezioni CentroSud-Sud e Centro Nord-Centro Sud.



Un indice significativo per valutare lo 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 all'MGP (Figura 75).

FIGURA 75 *Dettaglio separazioni zonali - Anno 2019*

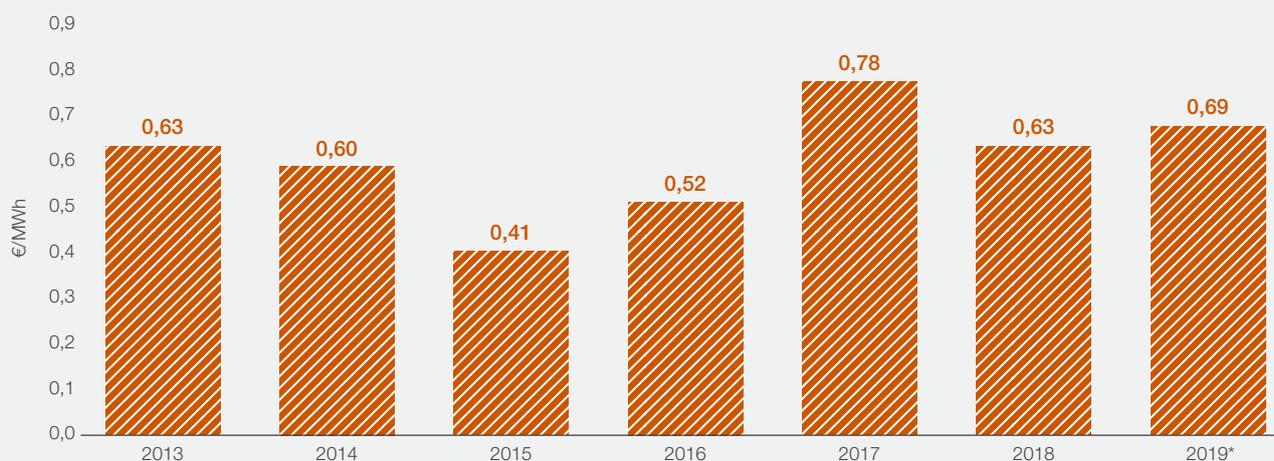
\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti

INTERCONNESSIONE	ORE DI SEPARAZIONE	FREQUENZA DI SEPARAZIONE	RENDITE [M€]
Nord > Centro Nord	874	10%	26,83
Centro Nord > Nord	60	1%	0,55
Centro Nord > Centro Sud	896	10%	13,27
Centro Sud > Centro Nord	738	8%	13,93
Centro Sud > Sardegna	9	0%	0,01
Sardegna > Centro Sud	182	2%	2,62
Centro Nord > Sardegna	804	9%	2,01
Sardegna > Centro Nord	680	8%	2,01
Centro Sud > Sud	0	0%	0,00
Sud > Centro Sud	710	8%	34,81
Rossano > Sicilia	3468	40%	99,25
Sicilia > Rossano	14	0%	0,05
Rossano > Sud	662	8%	7,52
Sud > Rossano	0	0%	0,00

Nel 2019 si evidenzia in particolare un incremento delle ore di gestione sulla sezione Rossano-Sicilia rispetto al 2018 e al 2017.

In Figura 76 è rappresentata invece l'incidenza delle rendite da congestione sul valore medio annuo del PUN: nel 2019 tale incidenza risulta pari a 0,69€/MWh, in aumento di +0,06€/MWh (+10%) rispetto al valore del 2018.

FIGURA 76 *Incidenza rendite da congestione sul PUN*



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.



## CAPACITY MARKET

### Overview

Le analisi sull'adeguatezza del sistema hanno evidenziato condizioni di esercizio del sistema elettrico particolarmente critiche. La chiusura di impianti termici tradizionali ha determinato, infatti, una sensibile riduzione del margine di adeguatezza. Inoltre a fronte di una progressiva crescita delle fonti rinnovabili come previsto dal PNIEC si riducono le ore di funzionamento degli impianti termoelettrici i quali in assenza di meccanismi di remunerazione della capacità vengono dismessi dai produttori.

Un mercato elettrico basato su prezzi spot non è capace di garantire un adeguato segnale di prezzo agli investimenti in nuova capacità produttiva

Il mercato della capacità garantisce quei segnali di prezzo di lungo termine, ancorati alla disponibilità della risorsa, di cui il sistema necessita per garantire il mantenimento in esercizio degli impianti più efficienti, in termini di prestazioni dinamiche oltre che ambientali, e la realizzazione di nuova capacità necessaria per lo sviluppo e la piena integrazione nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili non programmabili, per avviare il percorso di decarbonizzazione del parco di generazione nazionale previsto dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e per consentire la dismissione di impianti di generazione caratterizzati da elevate emissioni e meno efficienti, mantenendo, al contempo, i margini di adeguatezza e sicurezza necessari per la gestione del sistema.

### Funzionamento

Il mercato della capacità è un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità produttiva di energia elettrica mediante contratti a termine aggiudicati attraverso aste competitive. Le regole di funzionamento del mercato sono definite nella Disciplina e relativi allegati approvata con Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019. Alle aste, organizzate da Terna, possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) e di stoccaggio. Gli operatori della 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 e un prezzo di esercizio definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

In particolare, gli impianti che utilizzano combustibili fossili e che prendono parte al Capacity Market non possono avere emissioni superiori ai limiti definiti nelle regole di funzionamento del mercato. Alle aste possono altresì partecipare le Unità di Consumo (UCMC) e risorse estere abilitate a MGP.

Terna si approvvigiona della capacità mediante aste competitive dove il premio riconosciuto agli operatori (per un periodo di consegna di un anno, per gli impianti esistenti, e quindici anni per gli impianti nuovi se l'investimento supera una determinata soglia) è dato dal valor minimo tra il prezzo marginale in esito all'asta e il CAP definito da ARERA in modo differenziato per la capacità nuova ed esistente, pari rispettivamente a 75.000 €/MW/anno e 33.000 €/MW/anno.

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 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 CO<sub>2</sub>.

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

Gli esiti delle aste 6 e del 28 novembre sono stati pubblicati al seguente link: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita>

### 2.10.3 Il Market Coupling

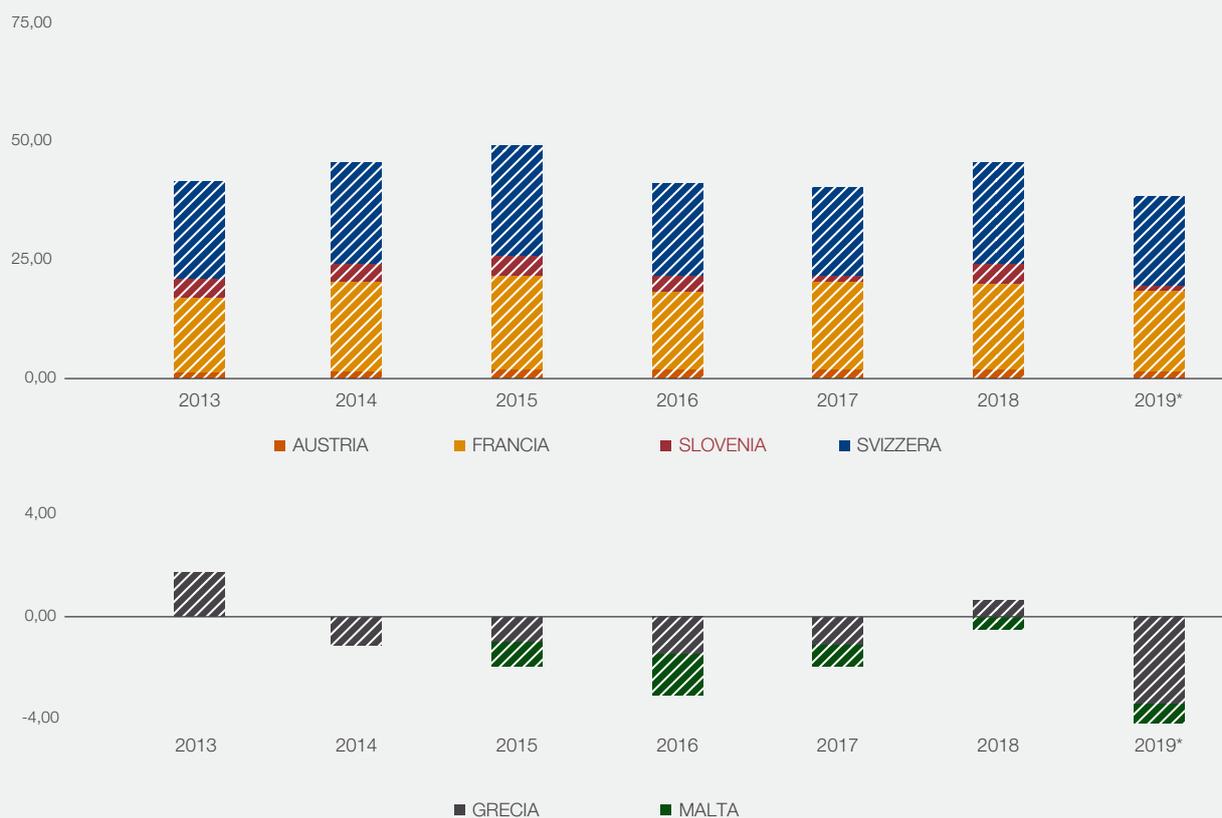
Durante il processo di selezione e accettazione delle offerte durante la seduta del MGP, vengono inclusi anche gli scambi con l'estero, in export e in import, attraverso il meccanismo di Market Coupling.

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.

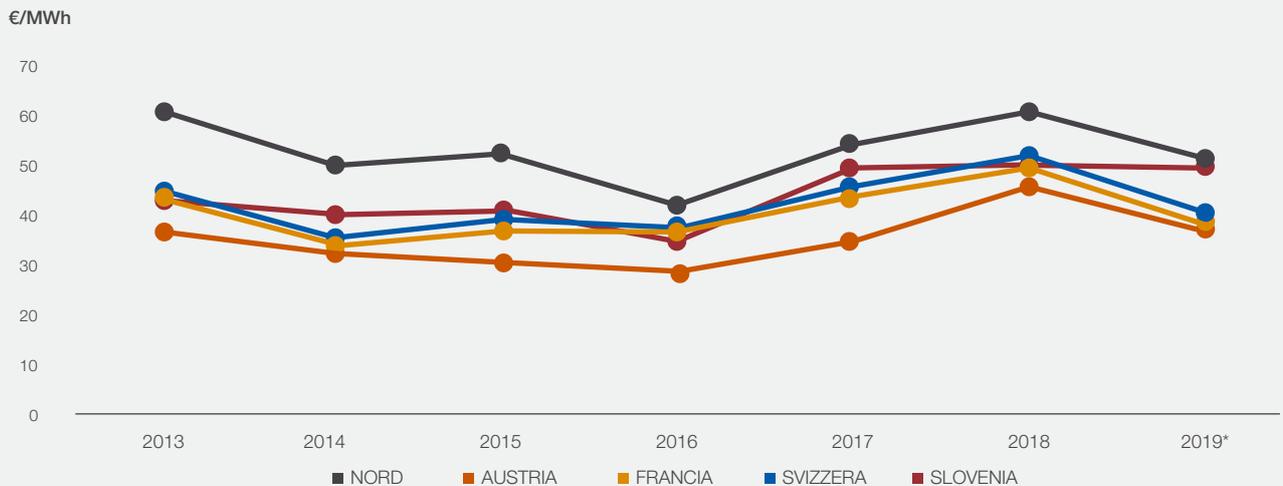
In *Figura 77* sono riportati gli scambi commerciali con l'estero (in termini di Import Netto) in esito alle sessioni di MGP, a partire dal 2013. Anche nel 2019 Svizzera e Francia si confermano le frontiere che maggiormente importano energia in Italia, mentre sulla frontiera slovena si registra una diminuzione del 77% dell'Import Netto.

FIGURA 77 Programmi Commerciali in esito a MGP (Anni 2013-2019)



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

FIGURA 78 **Prezzi Frontiera Nord**



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

In **Figura 78** sono riportati i prezzi delle borse estere sulla frontiera Nord: nel 2019 si registra una riduzione dei prezzi di tutte le Borse rispetto all'anno 2018, in particolare si ha una diminuzione di -6€/MWh (-13%) per il prezzo austriaco e di -11€/MWh (-22%) per i prezzi francese e svizzero. Il prezzo Nord registra una riduzione di -10€/MWh (-16%), conseguentemente lo spread di prezzo risulta in aumento con Svizzera e Francia e in riduzione con Austria e in particolare con la Slovenia (**Figura 80**).

Infatti, nel 2018 si è registrata una decisa tendenza positiva sui prezzi di tutte le principali commodities energetiche europee, consolidando i segnali di ripresa già emersi sui mercati nel corso del 2017. In questo contesto si conferma, per il secondo anno consecutivo, il rialzo dei prezzi dell'energia elettrica nelle borse europee. In particolare, l'andamento infra-annuale dei prezzi europei all'ingrosso dell'elettricità mostra una spinta iniziale nel primo trimestre per poi proseguire con un progressivo e comune trend rialzista fino a settembre ed un andamento meno omogeneo nell'ultimo trimestre dell'anno. Si segnala inoltre un minore utilizzo della capacità di trasporto allocata, anche per la separazione da ottobre 2018 della borsa austriaca da quella tedesca (**Figura 79**).

Di contro, nel corso del 2019, si registra un forte trend in riduzione della componente combustibile su tutti i principali hub europei solo in parte mitigato da un aumento progressivo del costo della CO<sub>2</sub>. Tali andamenti, a parità di energia Rinnovabile non Programmabile offerta nel Mercato de'Giorno Prima, hanno contribuito ad una progressiva riduzione del Prezzo in zona Nord.

FIGURA 79



Spike di prezzo per allerta meteo in Italia (Burian)

\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti

Prezzo CO<sub>2</sub> €/tCO<sub>2</sub>



Fonte: Bloomberg

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

Inoltre, essendo l'Italia un paese fortemente importatore di energia, spesso risulta avere un comportamento da *Upper Bound* sui prezzi dei mercati dayahead dei paesi europei confinanti. Nel 2019 solo la borsa Slovena non registra tale trend per una sua forte influenza dalle borse dei paesi dell'Est Europa.

FIGURA 80 *Spread di Prezzo con le Borse estere alla Frontiera Nord*

SPREAD DI PREZZO 2016	SPREAD DI PREZZO 2017	SPREAD DI PREZZO 2018	SPREAD DI PREZZO 2019*
SLOVENIA 7,3	SLOVENIA 4,5	SLOVENIA 9,4	SLOVENIA 2,5
SVIZZERA 4,8	SVIZZERA 8,4	SVIZZERA 8,5	SVIZZERA 10,1
FRANCIA 5,9	FRANCIA 9,4	FRANCIA 10,5	FRANCIA 11,8
AUSTRIA 13,7	AUSTRIA 20,2	AUSTRIA 14,4	AUSTRIA 11,1

\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

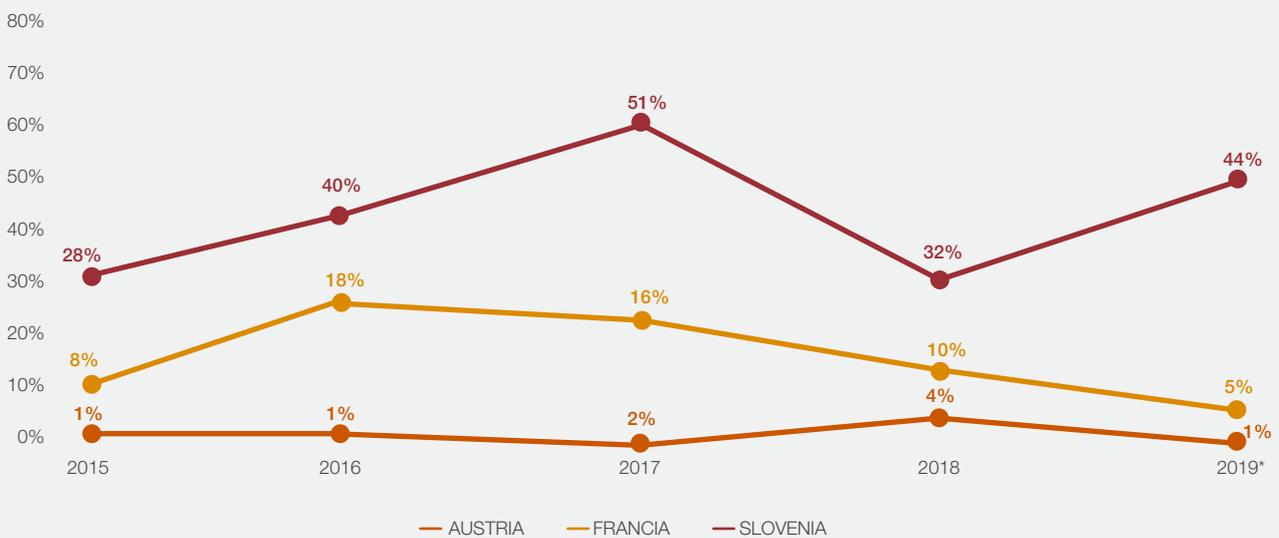


In **Figura 81** sono rappresentate le percentuali di **Price Convergence** tra il prezzo zonale registrato su MGP in zona Nord e i prezzi delle borse estere giustificato dall'introduzione del meccanismo di **Market Coupling** sulle diverse frontiere (introduzione del Market Coupling con la Slovenia dal 2011, Francia e Austria dal 2015): la Slovenia presenta i valori medi annui più elevati di convergenza dei prezzi, con un valore minimo del 28% nel 2015 e un massimo del 51% nel 2017; registra inoltre nel 2019 un aumento rispetto al valore del 2018, mentre si registra una riduzione rispetto al 2018 sia per la Francia, sia, in minor misura, per l'Austria.

Analizzando inoltre il valore di price convergence con un dettaglio mensile per gli anni 2018 e 2019 (**Figura 82**) si nota che nel 2019:

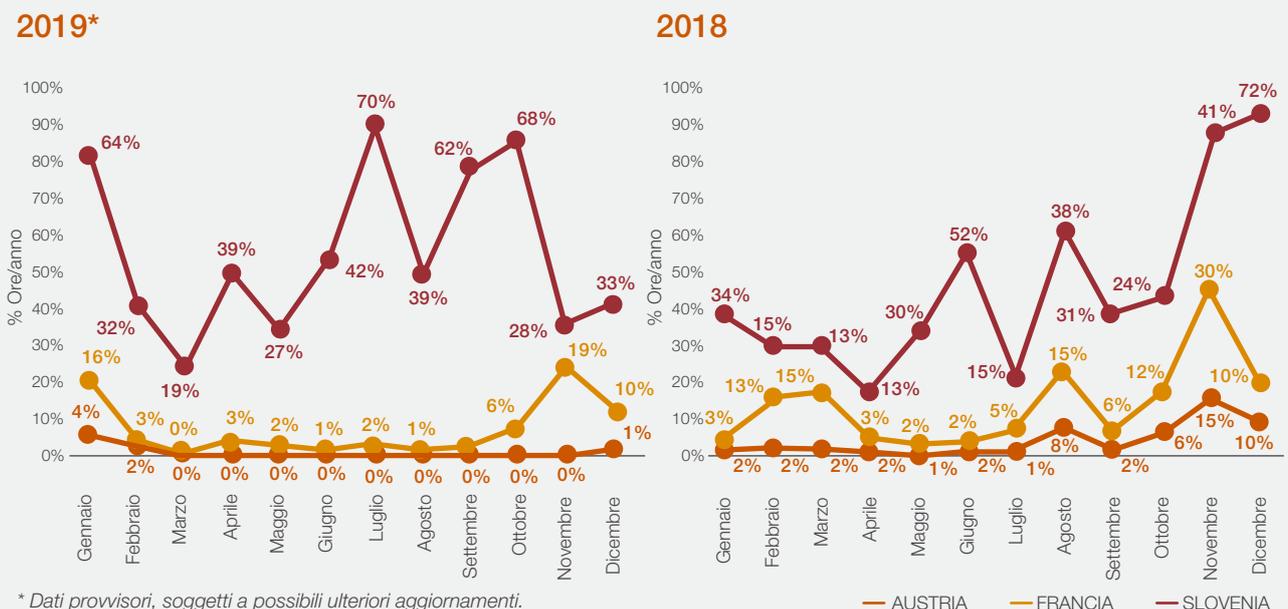
- anche l'Austria presenta dei valori in diminuzione rispetto al 2018;
- anche la Francia presenta dei valori in diminuzione soprattutto a marzo e a novembre;
- anche la Slovenia presenta valori in aumento quasi in tutti i mesi, e in modo più marcato nei mesi iniziali, in riduzione negli ultimi mesi dell'anno.

**FIGURA 81 Price Convergence - Market Coupling**



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

**FIGURA 82 Price Convergenze Market Coupling - Dettaglio anni 2018 e 2019**



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

### 2.10.4 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.

### 2.10.5 Il Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (MSD)

A valle del Mercato dell'Energia, ha luogo il Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (di seguito MSD) in cui Terna si approvvigiona delle risorse di dispacciamento necessarie per rendere tecnicamente fattibili gli esiti del Mercato dell'Energia, modificando opportunamente, se necessario, i programmi di produzione degli impianti di produzione.

Il MSD è suddiviso in:

- una fase di **programmazione** (di seguito MSD ex-ante) con cui Terna verifica gli esiti dei Mercati e si approvvigiona di eventuali risorse aggiuntive necessarie alla tutela dell'affidabilità e sicurezza del sistema;
- una fase di gestione in **tempo reale**, definita Mercato di Bilanciamento (di seguito MB) con cui Terna garantisce istantaneamente l'equilibrio tra Domanda e Offerta, utilizzando le risorse a sua disposizione e adattando continuamente i programmi di produzione definiti in MSD ex-ante alle effettive condizioni di funzionamento in tempo reale del sistema elettrico.

La partecipazione al MSD è obbligatoria per le unità di produzione rilevanti (>10 MVA) tecnicamente in grado di modulare in modo efficace e prevedibile la propria produzione (programmabili).

Poiché la partecipazione al MSD è obbligatoria, le UP devono offrire la loro intera capacità produttiva disponibile: a tal proposito, dichiarano con continuità a Terna il valore aggiornato dei propri dati tecnici sulla base dei quali Terna può aggiustare le offerte presentate dagli operatori per renderle congrue all'effettivo stato tecnologico.

Il MSD è organizzato e gestito da Terna secondo il principio di ottimo economico: l'algoritmo di selezione delle Offerte ha l'obiettivo di minimizzare l'esborso, garantendo però il rispetto dei vincoli del sistema, dei vincoli di offerta e dei vincoli tecnici delle unità di produzione.

A differenza del mercato dell'energia, le offerte accettate nel MSD sono remunerate secondo approccio pay-as-bid.

Le esigenze del sistema a cui rispondono le risorse approvvigionate su MSD sono:

- **attuazione della Regolazione Secondaria**, utilizzata al fine di compensare automaticamente gli scarti tra fabbisogno e produzione al livello nazionale, mantenendo gli scambi fisici alla frontiera prossimi ai valori commerciali e ristabilendo così i valori nominali della frequenza europea. L'azione della Riserva Secondaria avviene in modalità automatica, eseguita da un Regolatore centralizzato che invia segnali ai generatori, ed è eseguibile solo se le unità di produzione dispongono di margini tra il punto di funzionamento e la loro potenza minima e massima;
- **altri servizi**, come il *bilancio di energia* sulla rete, e quindi bilancio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, la **risoluzione dei Vincoli Tecnici** (e.g. Congestioni, Vincoli per Tensione, Potenza di Corto Circuito), anche potenziali, per garantire in ogni istante il rispetto dei limiti di transito orari tra le zone e il rispetto dei vincoli di rete e il soddisfacimento del **Fabbisogno di Riserva**, opportunamente dimensionato per ciascuna zona e aggregato di zone.

## Risoluzione delle congestioni

Gli elementi di rete devono essere esercitati entro opportuni range di funzionamento stabiliti da opportuni limiti di sicurezza operativi. Tra questi rientrano i limiti di portata termica degli elettrodotti e, in generale, dei diversi dispositivi di rete (es. autotrasformatori).

Il rispetto di tale vincolo viene verificato da Terna sia in condizioni N (ovvero con tutti gli elementi di rete disponibili in esercizio) che in N-1 (ovvero a valle dell'occorrenza di ogni singola contingenza).

La risoluzione delle congestioni attese avviene attraverso l'attuazione di opportune contromisure:

- limitazione degli scambi tra zone di mercato, quando la congestione è strutturale e riguarda elementi afferenti ad una o più sezioni tra zone;
- la risoluzione delle congestioni nell'ambito di MSD, sia in fase di programmazione che di tempo reale, quando queste congestioni sono interne alle zone di mercato (quindi non riflesse in opportune riduzioni ai limiti di scambio) o anche tra zone di mercato (nel caso si registrino scostamenti rispetto alle grandezze previsionali).

Un'analisi delle congestioni e della loro evoluzione nel tempo a livello europeo è fornita dal Technical Report prodotto da Entso-E ai sensi del Regolamento Europeo CACM (link).

## Vincoli di tensione

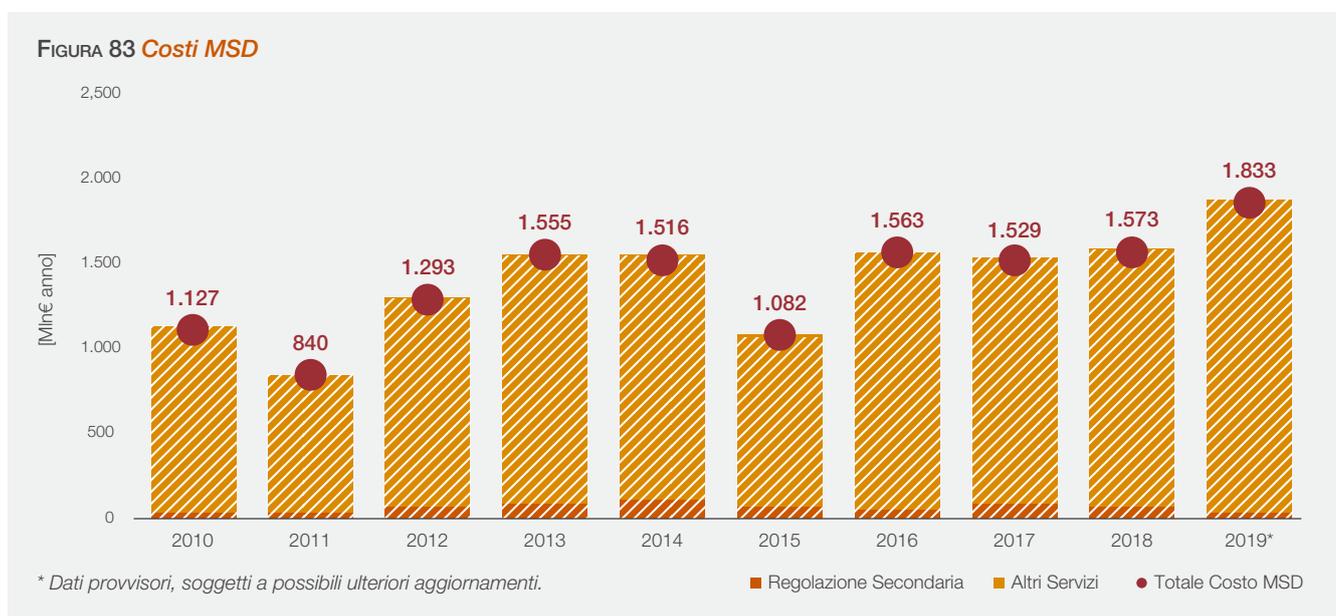
Il livello di tensione è una condizione rilevante per la qualità e la sicurezza del servizio, proprio per questo Terna monitora costantemente tale grandezza ed esegue periodicamente delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. In ogni momento, infatti, è necessario garantire che le tensioni ai nodi della rete si mantengano entro un range, nel rispetto delle indicazioni fornite dal Codice di Rete.

I vincoli per la regolazione di tensione identificano le necessità in termini di risorse regolanti in servizio al fine di evitare violazioni dei limiti di tensione (in condizioni N o N-1). Tali necessità dipendono da un considerevole numero di variabili (fabbisogno, flussi di potenza attiva e/o reattiva, contributo dalle porzioni limitrofe e dalle reti di distribuzione, etc.) e per questo tali vincoli sono costantemente monitorati e dimensionati da Terna.

## Analisi Volumi e costi MSD e MPE

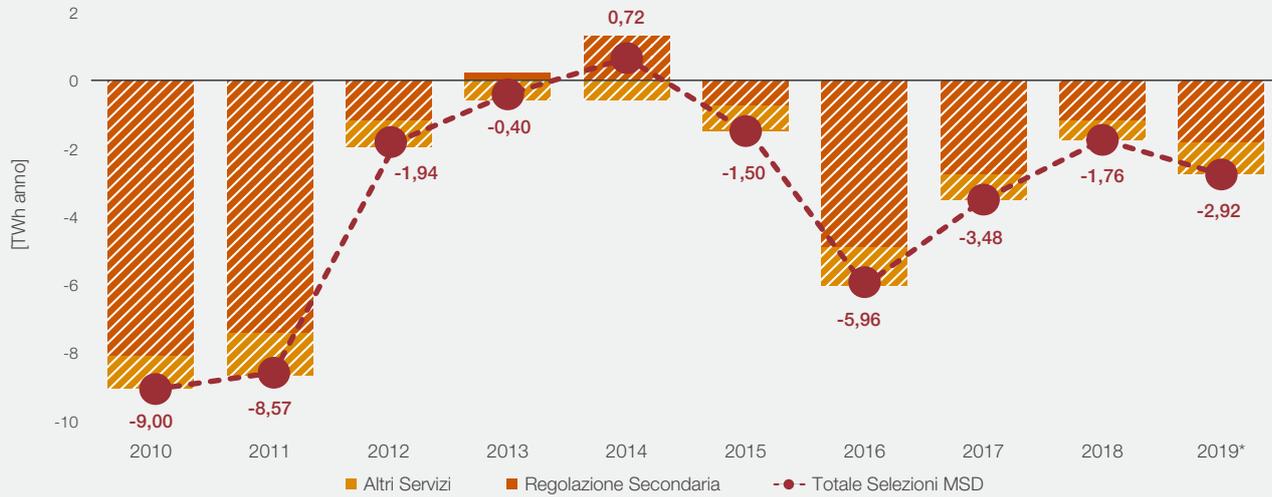
Nelle figure seguenti sono riportati i volumi selezionati in MSD e i relativi costi a partire dal 2010: le selezioni sono state aggregate per Regolazione Secondaria e Altri Servizi. Nel 2019 i valori sono stati linearizzati per tener conto dei mesi mancanti e per rendere confrontabili le diverse grandezze.

In **Figura 83** sono illustrati i costi totali sostenuti per i servizi approvigionati in MSD: i costi nel 2019 risultano in aumento del 16% rispetto al 2018, sia per effetto prezzo sia per effetto volume, in particolare risultano in aumento i costi sostenuti per Altri Servizi e lievemente in riduzione i costi sostenuti per Regolazione Secondaria.



Nelle **Figure 84** e **85** sono rappresentati rispettivamente i volumi netti e i volumi totali a scendere e a salire selezionati in MSD, suddivisi per tipologia di servizio: per ogni anno analizzato, le selezioni totali sono complessivamente a scendere, ad eccezione del 2014 in cui sono leggermente a salire. Inoltre, i volumi selezionati nel 2019 risultano in aumento rispetto ai volumi del 2018, sia per quanto riguarda le selezioni a scendere sia per quelle a salire.

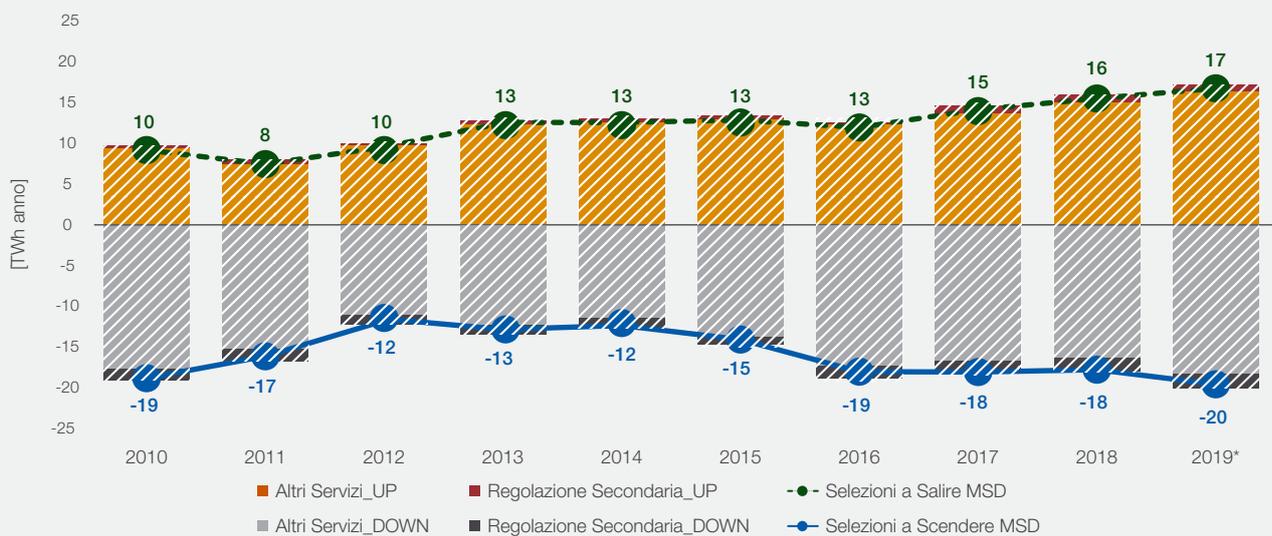
**FIGURA 84 Volumi netti selezionati MSD**



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

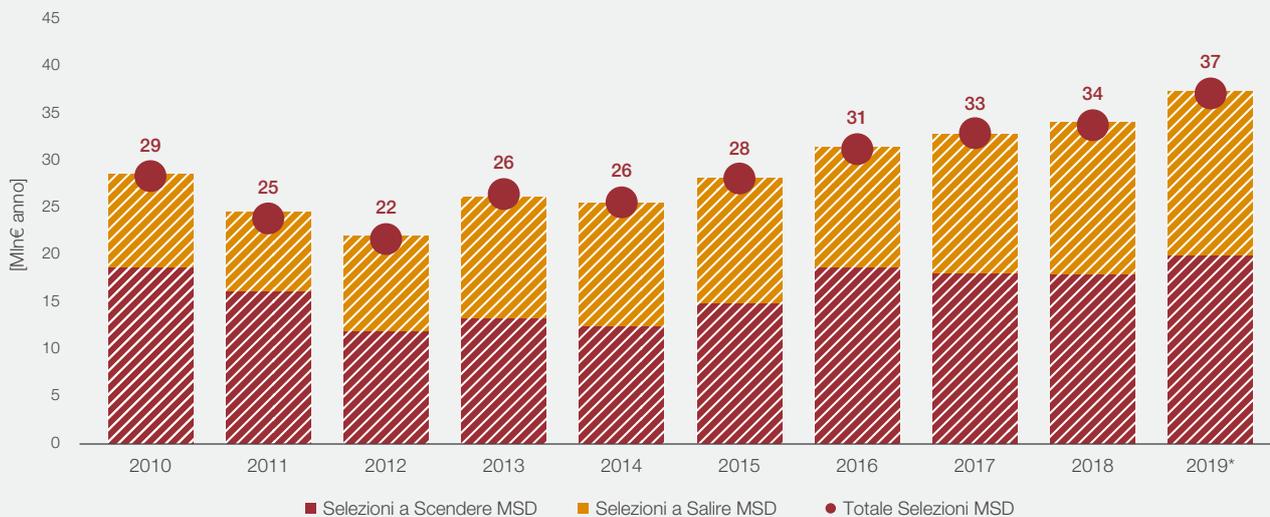
In **Figura 86** infine è possibile notare l'andamento dei volumi complessivamente approvvigionati nel MSD: il progressivo aumento delle selezioni registrato a partire dal 2013 è riconducibile all'aumento della produzione da fonti rinnovabili e quindi alla maggior necessità di risorse per il dispacciamento.

**FIGURA 85 Volumi selezionati per servizio MSD**



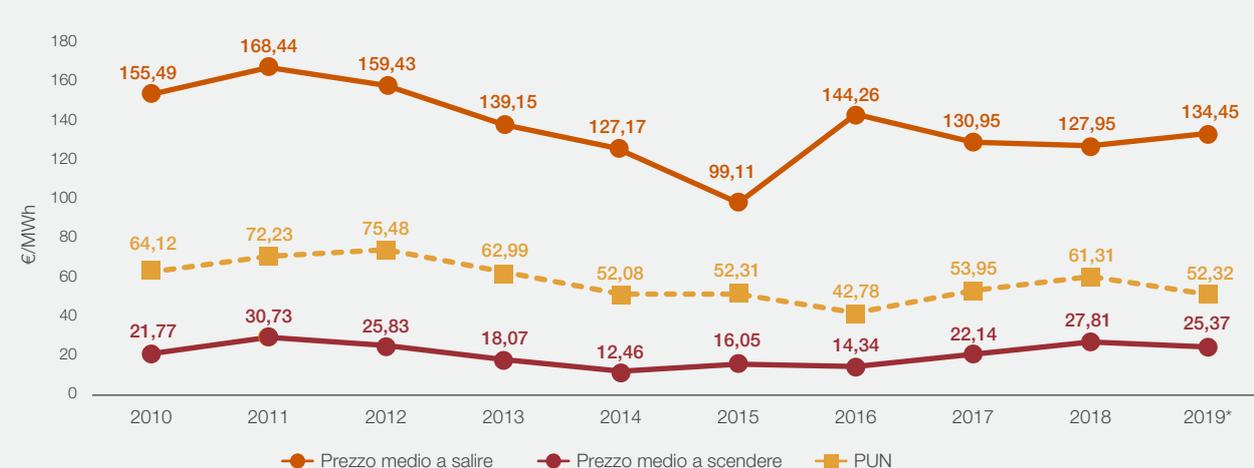
\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

FIGURA 86 Selezioni a scendere e a salire MSD



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

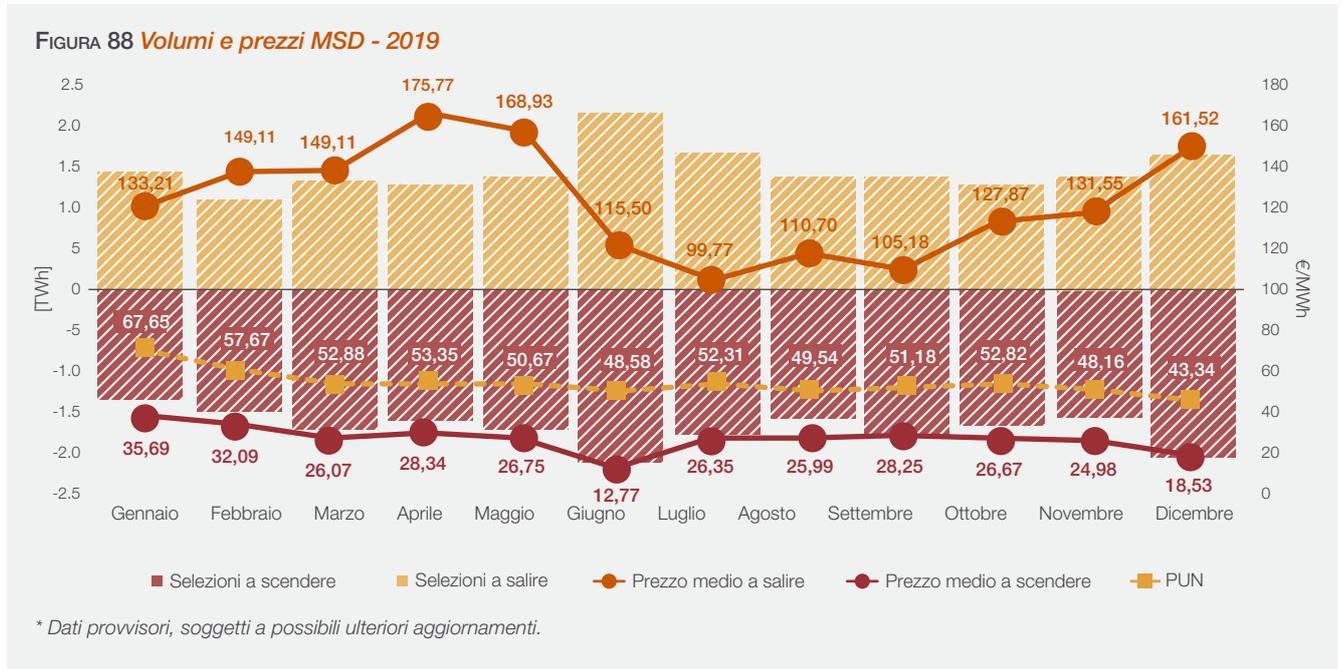
FIGURA 87 Prezzi MSD



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

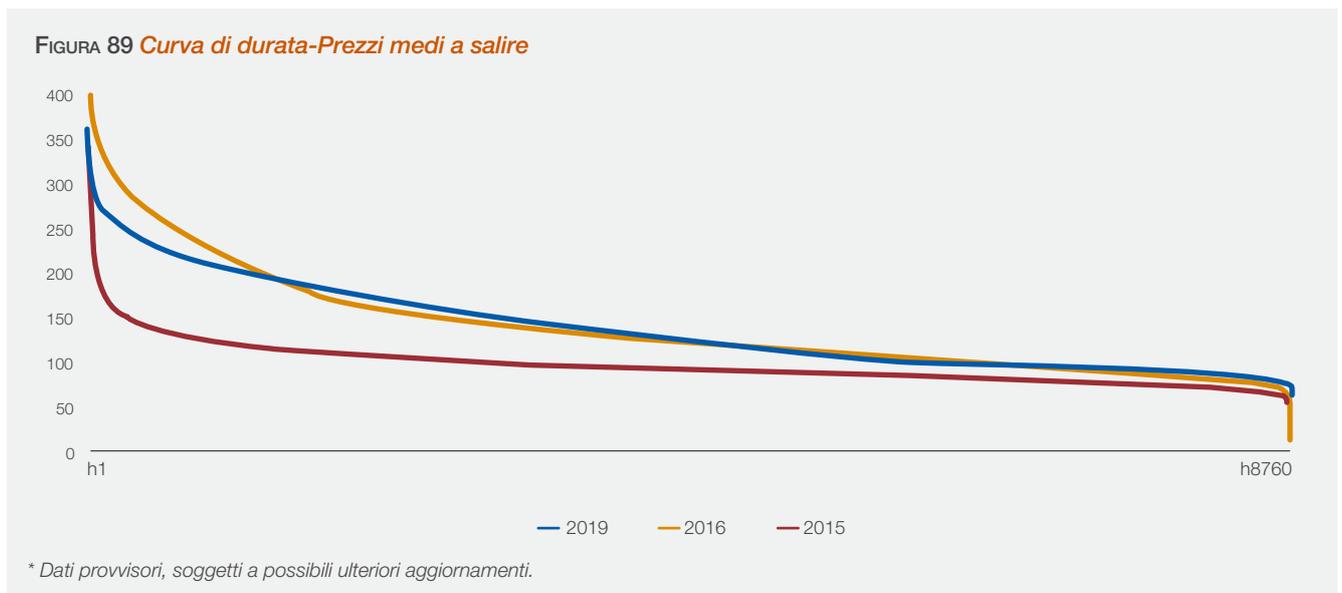
In Figura 87 sono rappresentati i prezzi MSD medi ponderati, a salire e a scendere, dal 2010: nel 2019 si registrano un aumento del prezzo medio a salire e una riduzione del prezzo medio a scendere rispetto all'anno precedente; nella figura, inoltre, è stato riportato il PUN al fine di mostrare la differenza dei prezzi MSD rispetto ai prezzi del mercato dell'energia.

In **Figura 88** è presente, invece, un focus sui volumi e prezzi MSD mensili per l'anno 2019: il mese di giugno presenta complessivamente un numero maggiore di volumi selezionati e il minor prezzo medio a scendere, mentre il mese di aprile registra il prezzo medio a salire più alto.



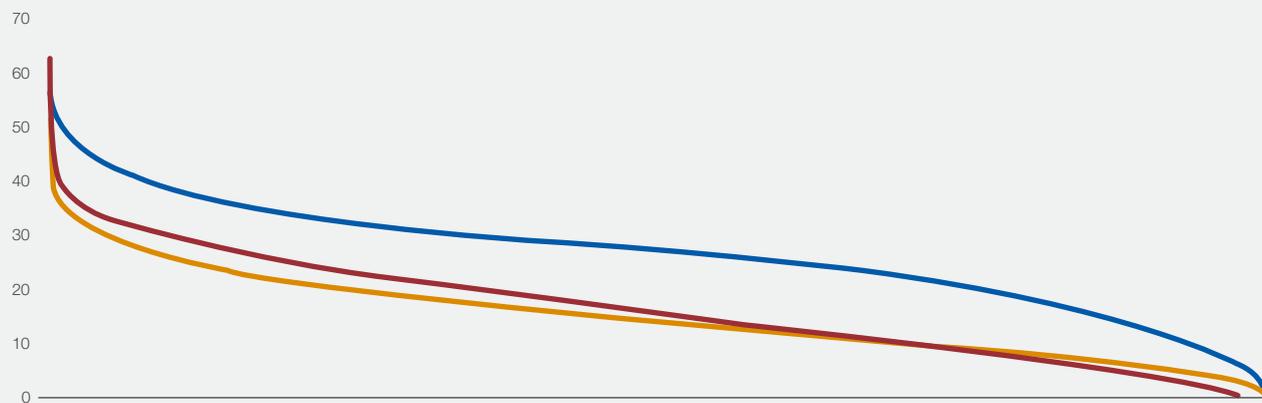
Nei **Figure 89** e **90** sono rappresentate, infine, le curve di durata dei prezzi medi orari a salire e a scendere a partire dal 2010.

Analizzando la curva relativa ai prezzi medi a salire (**Figura 89**), sono stati riportati gli anni la cui curva presenta un marcato scostamento nella zona dei percentili minori: nel dettaglio, la curva relativa all'anno 2015 presenta una pendenza molto ripida per poi appiattirsi quasi immediatamente, a differenza della curva relativa all'anno 2016 che presenta una pendenza più piatta e traslata verso l'alto. Tale andamento è giustificato dal fatto che nel 2016 sono stati registrati prezzi medi a salire più elevati rispetto al 2015 e per un numero superiore di ore. Il 2019 si pone in una situazione intermedia tra i due andamenti, più tendente al 2016.



Analizzando invece la curva dei prezzi medi a scendere (Figura 90), vi sono differenze meno marcate tra gli anni riportati; tuttavia, la curva relativa al 2019 presenta una pendenza meno ripida rispetto agli anni 2015 e 2016 e risulta traslata verso l'alto, in quanto sono stati registrati prezzi mediamente superiori rispetto agli anni passati e per un maggior numero di ore.

FIGURA 90 *Curva di durata - Prezzi medi a scendere*



\* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

— 2019\* — 2016 — 2015



### 2.10.6 Il ruolo delle risorse nella fornitura di servizi

Uno dei fattori abilitanti fondamentale per rispondere alle nuove sfide della transizione energetica 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 e, in parte, regolazione di tensione), per gestire la progressiva riduzione di potenza rotante disaccoppiata.
- 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 91).

FIGURA 91 **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 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 dispacciata 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”. Tale servizio contribuirà a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti successivi ai transitori di frequenza, ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale.

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 che sono caratterizzati da tempi di risposta particolarmente veloci.

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 continuativamente il profilo di potenza richiesto ed eseguire, successivamente, una de-rampa lineare fino ad annullare il contributo attivato.

Inoltre l’apertura del mercato dei servizi permette a nuove risorse di flessibilità l’approvvigionamento di servizi di rete. 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.



### 2.10.7 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.

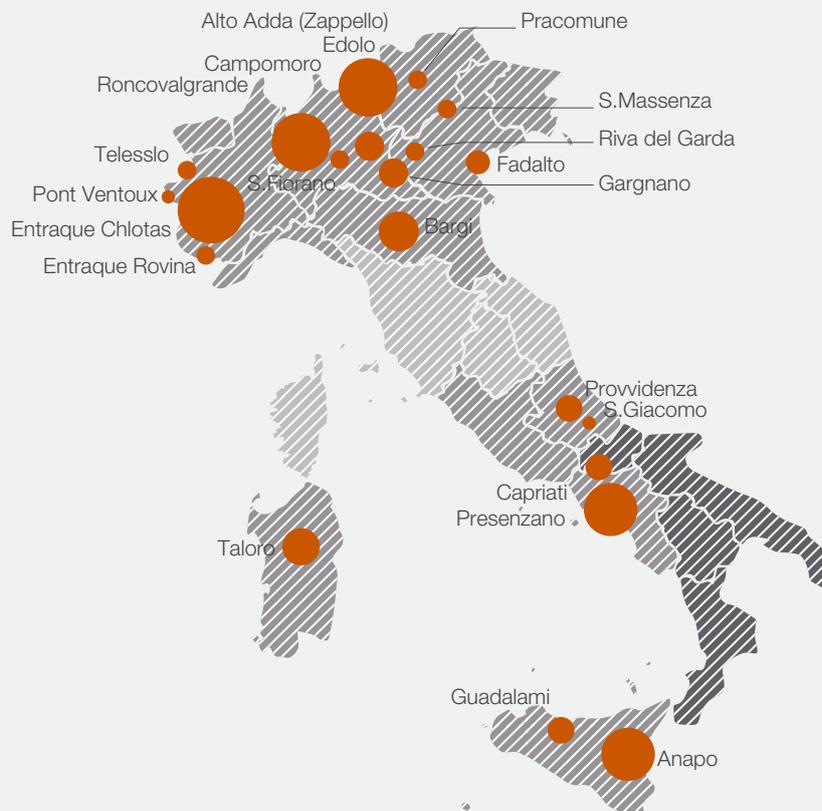
In tale contesto, lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo potrebbe fornire un contributo significativo alla mitigazione degli impatti attesi, rappresentando di fatto uno degli strumenti chiave per abilitare la transizione energetica proprio in virtù delle caratteristiche intrinseche di tali impianti. 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 start<sup>19</sup>.

Ad oggi, in Italia sono presenti 22 impianti (Figura 92) 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 92 Dislocazione degli impianti di pompaggio idroelettrico



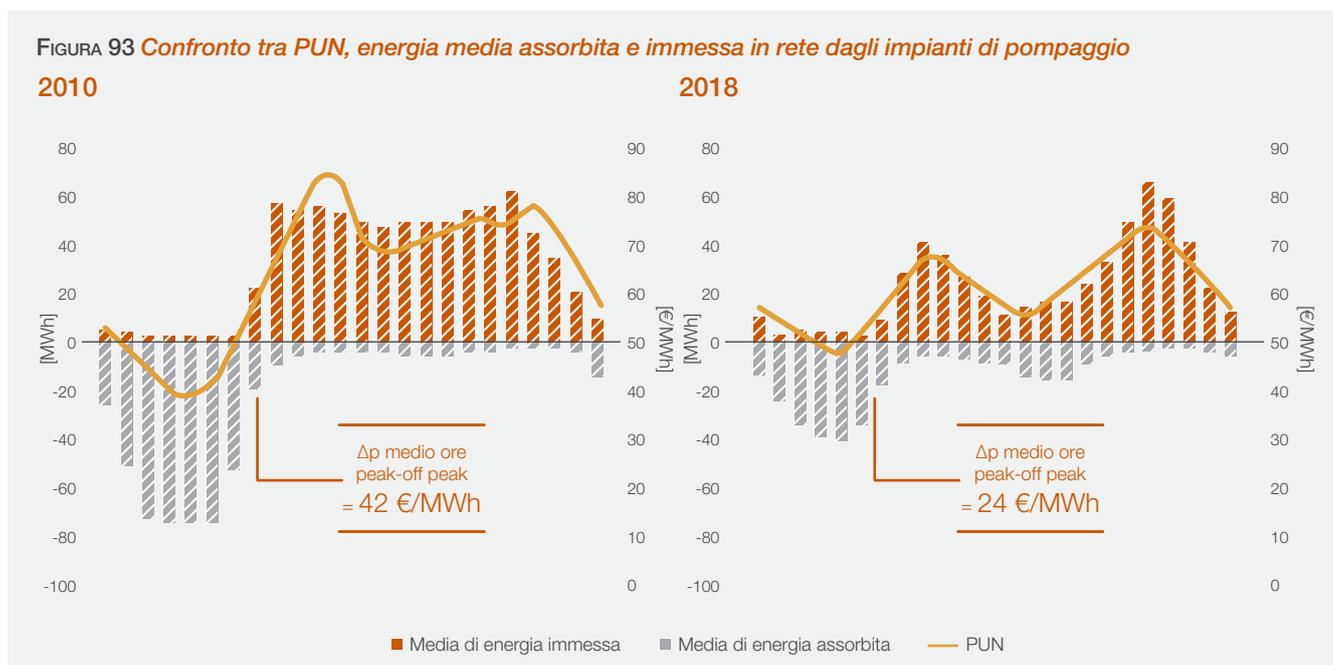
<sup>19</sup> Avviamento autonomo anche con tensione della rete afferente pari a zero (condizione di black out).

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, la proposta di 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, indicando come step intermedi la necessità di realizzare 1 GW di accumuli al 2023 e 3 GW al 2025.

Tale esigenza è stata anche confermata nell'ambito delle analisi del tavolo di lavoro congiunto Terna-RSE, istituito nel 2018 con il coordinamento del Ministero dello Sviluppo Economico, confermando come aree maggiormente idonee allo sviluppo di nuova capacità di accumulo quelle individuate nel PNIEC, dove è stato e sarà più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di accumulo esistente.

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 93).



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.

A tal fine, si potrebbero prendere in considerazione forme di remunerazione e contrattualizzazione di lungo termine con controparti che potrebbero essere selezionate dal TSO mediante procedure competitive, quali in particolare:

- un modello completamente regolato, in cui l'impianto è gestito sul mercato interamente dal TSO a fronte del riconoscimento al proprietario dei costi fissi e variabili predefiniti ed individuati nell'ambito di una procedura concorsuale;
- un modello semi-regolato, che invece presuppone l'erogazione di un premio a fronte di obblighi di offerta sui mercati con vincoli di prezzo limitatamente ad un profilo orario indicato dal TSO ex ante.

Data la complessità del tema e la pluralità di soggetti coinvolti, l'istituzione di una cabina di regia gestita a livello centrale, promossa dal Ministero dello Sviluppo Economico, in cui includere ministeri (Ambiente, Infrastrutture), Regioni ed Enti locali coinvolti negli iter autorizzativi, nelle procedure di valutazione ambientale, negli iter di rilascio delle concessioni nonché nell'approvazione tecnica del

progetto, potrebbe ulteriormente facilitare l'individuazione dei siti idonei e il processo di realizzazione di nuovi impianti. 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.

Lo sviluppo di un progetto pilota, finalizzato alla realizzazione, entro il 2025, di nuova capacità di accumulo idroelettrico per un quantitativo pari ad almeno 1 GW rappresenterebbe un primo passo per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo di capacità di accumulo previsti e consentirebbe di testare e perfezionare la procedura competitiva, permettendo così di migliorarne l'efficienza e l'efficacia.

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 addizionali", aggiuntivi ai benefici elettrici, relativi ad esternalità positive di cui ambiente, territori, comunità ed enti locali potrebbero beneficiare (Figura 94). 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.

FIGURA 94 *Accumulo idroelettrico al lago di S. Massenza in Trentino Alto Adige*



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. In particolare, uno studio ISMES del 2010 ha identificato le potenzialità di nuovi accumuli idroelettrici nell'Italia centrale, meridionale e insulare, come evidenziato in *Figura 95*.

FIGURA 95 *Potenziale di sviluppo di nuovi sistemi di pompaggio*

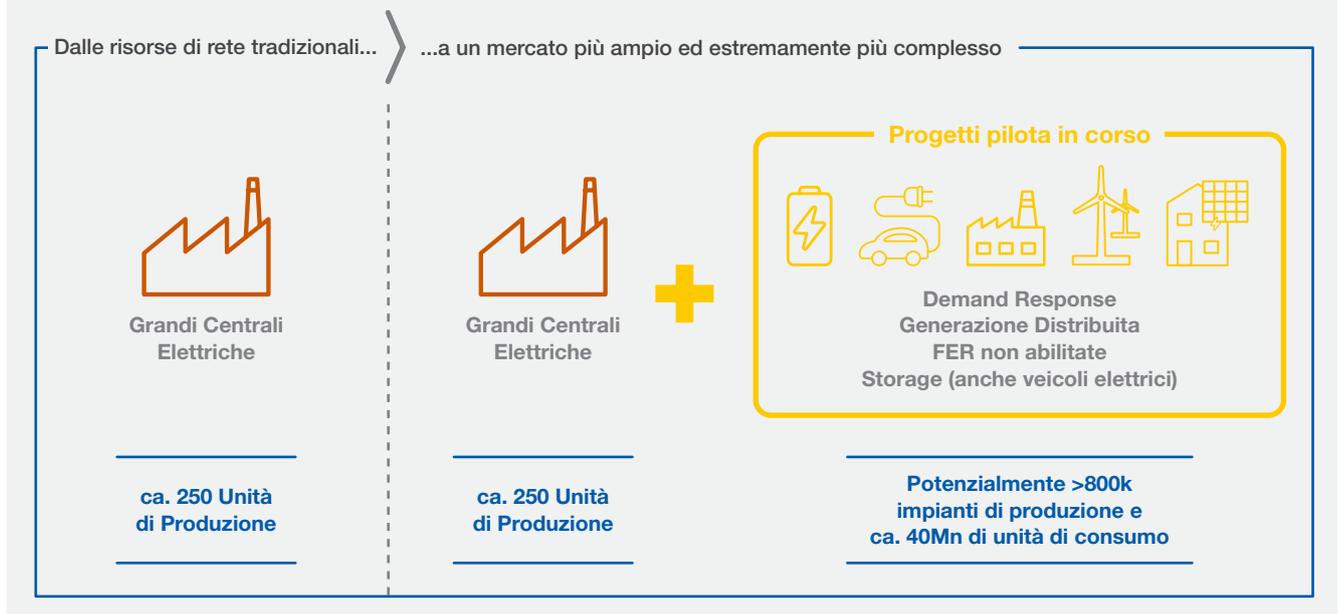


## APERTURA DEL MERCATO DEI SERVIZI



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. 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 (Figura 96).

FIGURA 96 *Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse*



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 (<10 MVA) ed agli accumuli. Terna, anche grazie all'interlocuzione con gli operatori, ha individuato e iniziato a sperimentare diversi progetti pilota:

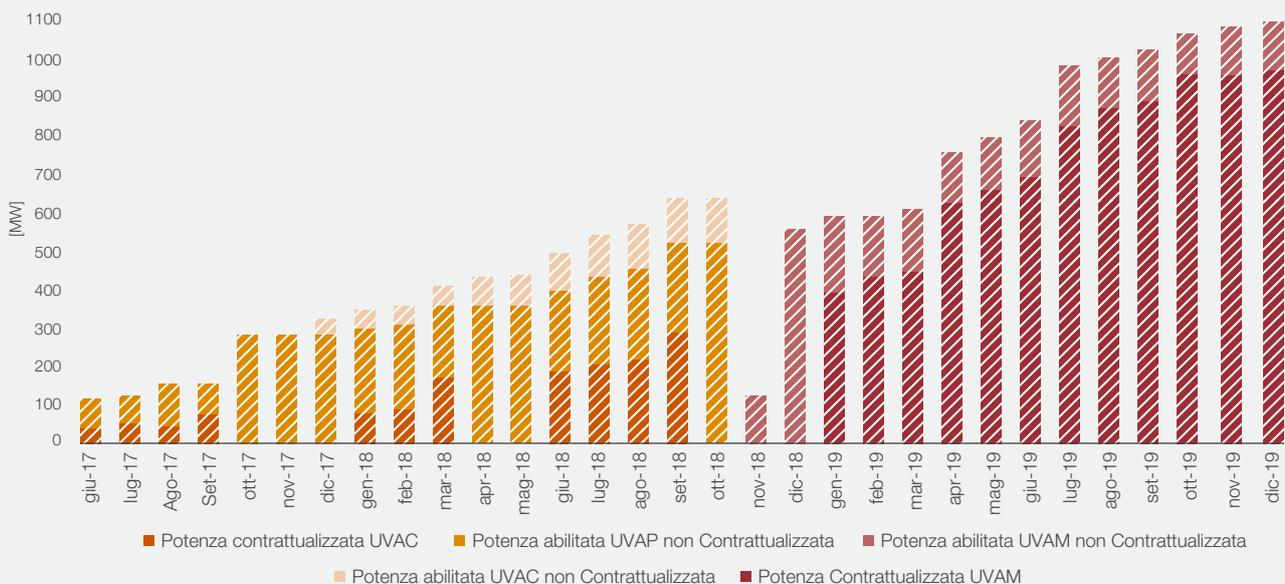
- Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC);
- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP);
- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM);
- Unità di Produzione Rilevanti (UPR) non oggetto di abilitazione obbligatoria.

Partendo da aggregati di soli punti di prelievo (UVAC) e soli punti di immissione (UVAP), i progetti individuati da Terna si sono "evoluti" verso aggregati misti (UVAM) o hanno previsto la partecipazione volontaria al MSD di singoli impianti rilevanti non già abilitati (UPR). 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.



In **Figura 97** è riportato l'andamento della potenza abilitata a MSD e della potenza contrattualizzata a termine per tutte le unità virtuali. A partire da giugno 2017, mese di avvio delle UVAC, con una potenza di circa 100 MW si è raggiunto un primo picco di 600 MW di potenza qualificata UVAC e UVAP ad ottobre 2018. A dicembre 2019 è stata infine assegnata una capacità di circa 1.078 MW con la "La potenza abilitata ha poi subito un momentaneo crollo a novembre 2018 in vista delle nuove qualificazioni delle UVAM, ma nei primi mesi del 2019 si era già stabilizzata intorno ai 600 MW per raggiungere a dicembre circa 1.080 MW, di cui circa l'89% contrattualizzata a termine (957 MW).

**FIGURA 97** Potenza abilitata e contrattualizzata a termine su MSD



Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.



## FOCUS MOBILITÀ ELETTRICA



In considerazione della crescita attesa delle FRNP e delle previsioni di domanda elettrica nei prossimi anni, ci potrebbe essere 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 rappresenta in questo senso un poderoso **game changer** e una forma importante di **flessibilità del sistema**, di conseguenza, opportunamente coordinata con la fonte rinnovabile, può offrire un'importante risorsa per la rete in termini di accumulo di energia. L'atteso sviluppo della mobilità elettrica rientra nella crescente elettrificazione dei consumi, la quale consentirà, in prospettiva, di sviluppare i cosiddetti **servizi vehicle-to-grid (V2G)** in cui le batterie delle autovetture connesse per il tramite di un aggregatore potranno scambiare servizi di rete modulando i propri profili di ricarica. 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 sempre più magliata rete di trasmissione nazionale 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 sui sistemi di ricarica e a bordo auto consentano in modo semplice e trasparente per l'utente di fornire servizi di flessibilità nel mercato dei servizi di dispacciamento. Per la prima volta in Italia, grazie al progetto **UVAM** (Unità Virtuali Abilitate Miste) avallato tramite la delibera dell'autorità 422/2018/R/EEL ("Approvazione del regolamento predisposto da Terna relativo al progetto pilota per la partecipazione al MSD delle UVAM"), le tecnologie V2G e G2V (vehicle-to-grid e grid-to-vehicle) hanno la possibilità di partecipare al MSD essendo questi del tutto 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. Alla situazione attuale, in Italia la e-Mobility (Veicoli Elettrici a Batteria, BEV, e Auto Ibride Elettriche Plug-in, PHEV) è costituita da circa 22.000 auto elettriche (+0,06% del parco esistente al 2018). Dagli scenari riportati in **Figura 98**, si nota come l'incidenza dei veicoli elettrici sull'attuale stock di veicoli circolanti sarà compresa in un range fra il 4% - 26% all'anno target 2030. Nonostante il forte aumento dei VE ipotizzato negli scenari previsionali, l'impatto sulla domanda prevista per il 2030, sebbene consistente, dovrebbe essere **relativamente contenuto**, compreso in un range dell'1,3% - 4,3% (per gli scenari al 2030 di Terna) e fino al 4,5% della domanda di energia elettrica del 2018 nel caso dello scenario PNEC. In termini assoluti, il consumo di elettricità dei VE potrebbe variare tra 4 e 16 TWh (a seconda degli scenari di penetrazione della mobilità elettrica e delle ipotesi sull'evoluzione tecnologica) al 2030. Invece la stima sull'impatto dei VE sulla domanda del 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 di ricarica e dalle modalità di ricarica.

**FIGURA 98** Crescita dei VE per scenari al 2030 e 2040 [milioni] e incidenza dei VE sullo stock corrente di autovetture circolanti (% dell'attuale flotta italiana di 38,8 milioni di auto)



Per sfruttare al meglio la capacità disponibile delle reti di distribuzione e di trasmissione, senza acuire le congestioni locali, si dovrà sfruttare il principio di **smart charging**. In questo caso, il veicolo non si ricarica una volta connesso alla charging station, bensì risponde a esigenze correlate allo stato del sistema elettrico. Queste 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 di ricarica intelligenti gestiti da nuovi attori del mercato. In questo modo si favorisce la ricarica in finestre temporali off-peak che potrebbero portare a un livellamento del carico. La ricarica dei VE dalle stazioni domestiche wall-box è caratterizzata da una potenza nominale inferiore rispetto alle charging stations pubbliche. Tuttavia, è possibile che queste diventino particolarmente diffuse in considerazione dell'applicazione residenziale di questa tecnologia. Tuttavia una volta garantita una gestione di ricarica intelligente (non solo a livello locale ma dal punto di vista del sistema), le auto elettriche potrebbero anche diventare una fonte di flessibilità importante considerando che un milione di veicoli elettrici equivale a circa **40-60 GWh** di volume di accumulo e la crescente gamma di batterie VE non potranno altro che far aumentare questa cifra.

# Misure di mitigazione del potere di mercato

## 2.11

### 2.11.1 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 entro il 7 settembre dell'anno precedente a quello esaminato. Successivamente, l'Autorità avvia formalmente il processo di essenzialità, che si conclude a fine anno 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 valido fino al 31 dicembre 2020*

IMPIANTO	UTENTE DEL DISPACCIAMENTO
San Filippo Del Mela 220kV	
Montemartini	
Biopower Sardegna	
Porcari	
Assemini	
Brindisi Sud	
Porto Empedocle	
Portoferraio	
Sulcis	
Rosen 132kV	
Fumesanto	
Iges	
Centrale Elettrica Di Capri	
Sorgenia Puglia Centrale di Modugno	



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. La principale novità a livello nazionale, oltre allo scenario definito a supporto del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e Clima (PNIEC), è la stretta collaborazione tra i principali attori del settore energetico per definire una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico: Terna con il gestore del sistema gas Snam, hanno 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). ”



~8GW

IMPIANTI DI GENERAZIONE ALIMENTATI  
A CARBONE INTERESSATI DAL  
PROCESSO DI PHASE-OUT AL 2025



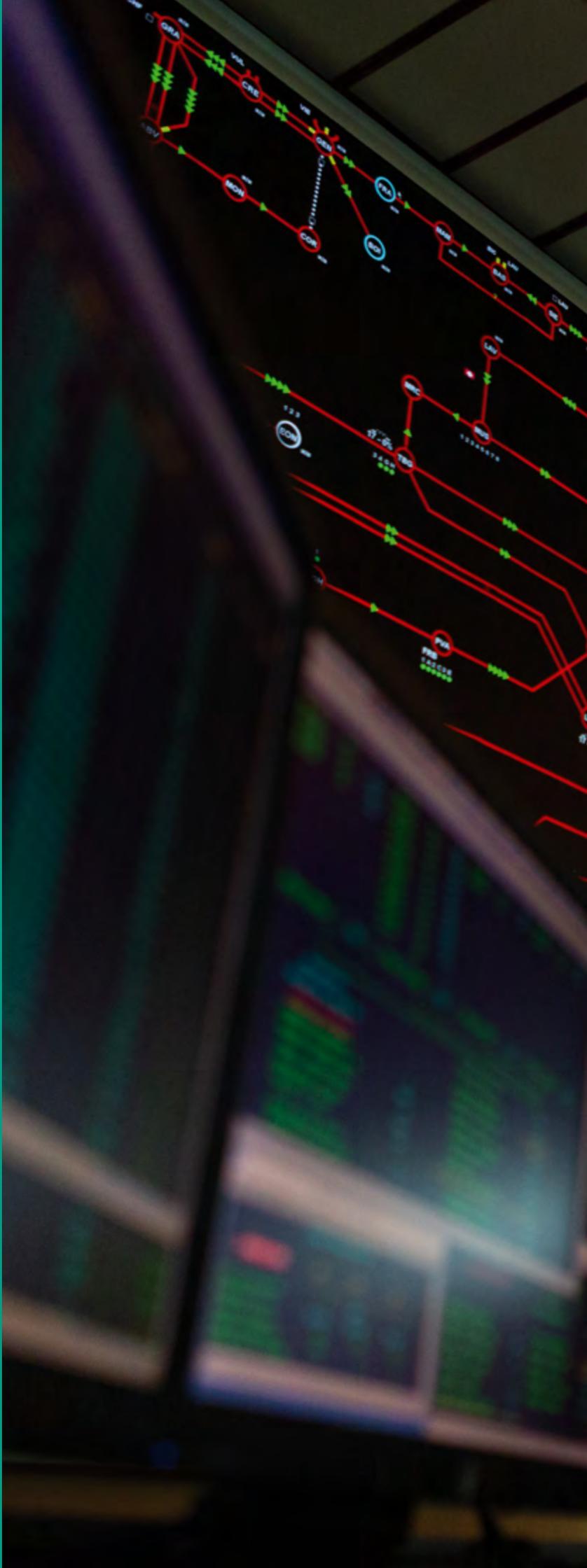
40GW

DI NUOVA CAPACITÀ  
FER AL 2030



+6GW

NUOVA CAPACITÀ DI  
ACCUMULO NECESSARIA  
AL 2030



# 3

## Scenari

3.1	Introduzione	176
3.2	Il contesto internazionale e il ruolo degli scenari energetici	177
3.3	Gli Scenari ENTSOs	181
3.4	Gli scenari del Piano di Sviluppo 2020	187

# 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 energetica 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.**

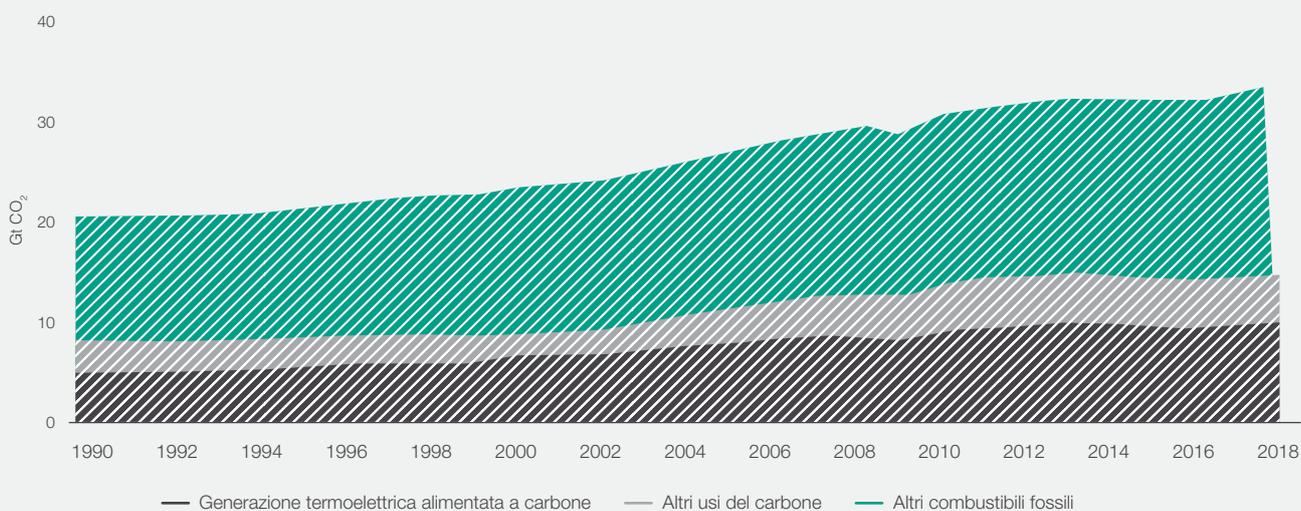
Nei paragrafi successivi verrà descritto il contesto internazionale nel quale si colloca il processo di costruzione degli scenari, verranno esposti gli scenari elaborati in ambito europeo e nazionale e saranno approfonditi quelli selezionati da Terna per valutare gli interventi di sviluppo della RTN 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, le **emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>)** legate al **settore energetico** manifestano un **trend crescente**, raggiungendo nel 2018 un **livello record** di quasi **33 miliardi di tonnellate** (Figura 1). 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 CO<sub>2</sub> prodotte. Conseguentemente, la concentrazione globale media annua di CO<sub>2</sub> in atmosfera ha raggiunto il livello di 407,4 ppm<sup>1</sup> nel 2018, in aumento di 2,4 ppm dal 2017, rappresentando un incremento significativo rispetto ai livelli preindustriali (tra le 180 e le 280 ppm).

FIGURA 1 **Emissioni di CO<sub>2</sub>, in miliardi di tonnellate, 1990-2018<sup>2</sup>**



Fonte IEA, *Global Energy & CO<sub>2</sub> Status Report*, Marzo 2019.

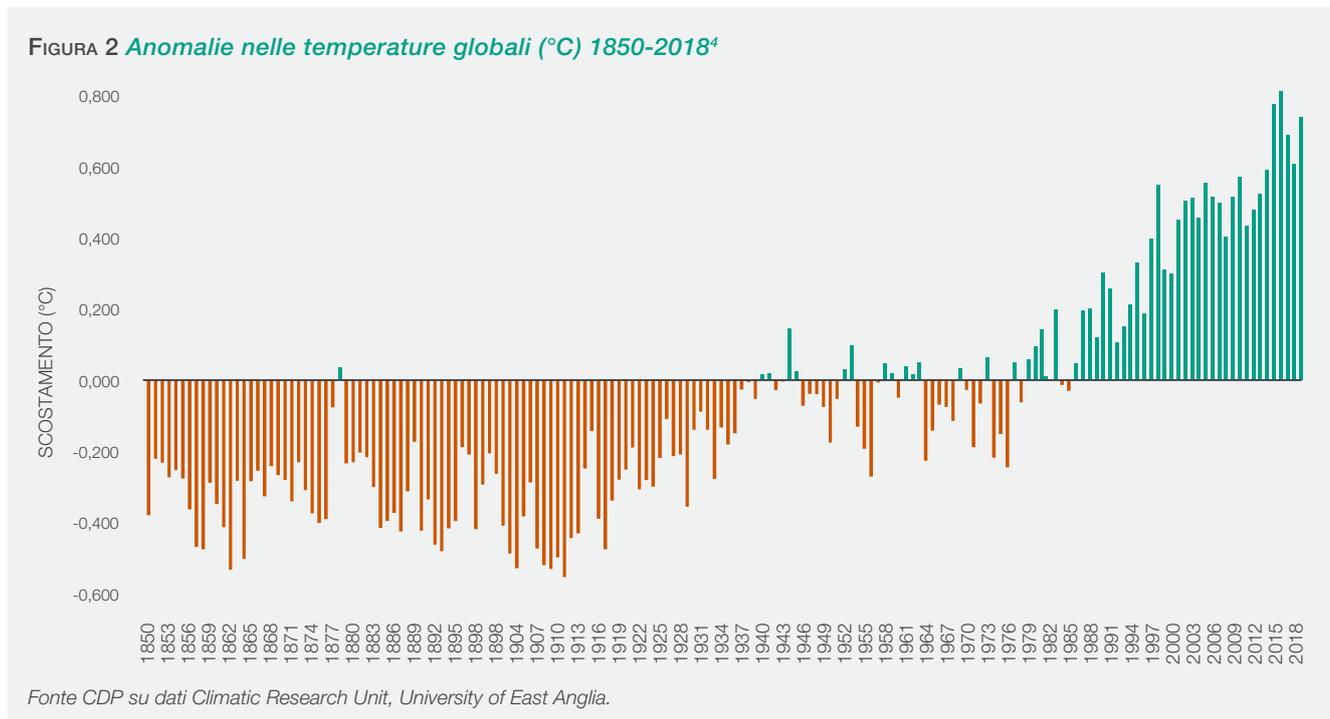
Come evidenziato nel report «Global Warming of 1,5°C»<sup>3</sup> dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), principale organismo intergovernativo in tema di climate change, il **principale effetto** di questo trend crescente è rappresentato dall'**incremento delle temperature medie globali**. 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.

<sup>1</sup> Parti per milione

<sup>2</sup> Il dato si riferisce alle emissioni di CO<sub>2</sub> relative alla combustione di fonti fossili, che incidono circa per l'80% sulle emissioni totali.

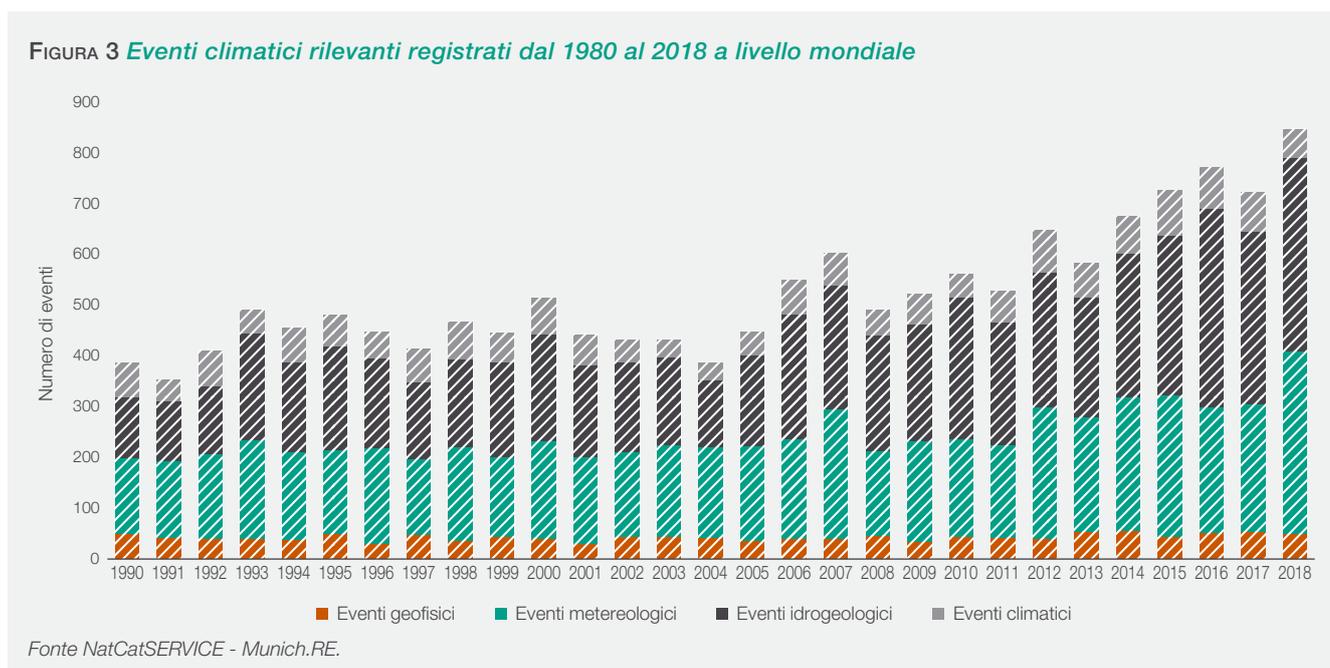
<sup>3</sup> Report completo al link "<https://www.ipcc.ch/sr15/download/#full>"

In particolare, il 2018 è stato il quarto anno più caldo a partire dal 1880, dato che risulta in linea con il trend degli ultimi anni (Figura 2).



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. 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 1990-2018, 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 4.200 miliardi di dollari<sup>5</sup> (Figura 3).



<sup>4</sup> Le anomalie nelle temperature globali sono calcolate considerando lo scostamento rispetto alla temperatura media registrata nel periodo 1960-1990.

<sup>5</sup> MunichRE, NatCatSERVICE (2019).

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.

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 4*).

Infatti, già nel 2009, con la pubblicazione del **"Pacchetto Clima-Energia 2020"**, l'Europa ha definito i target energetici e climatici europei al 2020, che ad oggi sono in procinto di essere raggiunti:

- **20%** di quota di **rinnovabile** sui consumi finali lordi di energia;
- **20% di riduzione dei consumi di energia** primaria rispetto allo scenario tendenziale;
- **20% di riduzione di emissioni di gas serra** a livello UE rispetto al **1990**.

Successivamente, nel 2011, la Commissione Europea ha pubblicato la **"Roadmap 2050 per il passaggio a un'economia a basso contenuto di CO<sub>2</sub>"**, in cui è stato assunto l'impegno di **ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990**, garantendo comunque la competitività dei prezzi e la sicurezza delle forniture energetiche. Tali impegni, sebbene non vincolanti per gli Stati Membri, hanno consentito di evidenziare che la decarbonizzazione del sistema energetico è tecnicamente ed economicamente fattibile e che ciò può essere raggiunto soltanto mediante sforzi congiunti a livello comunitario e tramite una **quasi completa decarbonizzazione del sistema elettrico** (tra il 95% e il 100%), avvalendosi necessariamente di strumenti quali la promozione dell'efficienza energetica e la sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili.

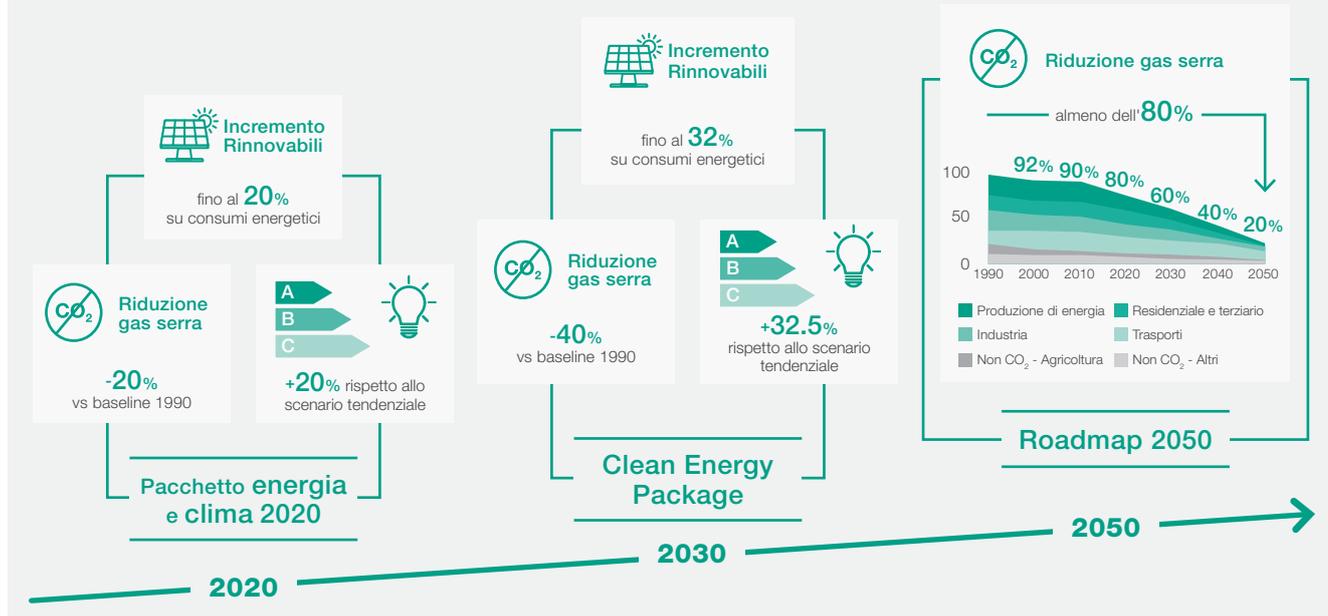
Più recentemente, proprio per dare seguito agli impegni assunti nell'ambito dell'Accordo di Parigi e ricoprire sempre più un ruolo di leadership a livello internazionale nella sfida della decarbonizzazione, l'Europa nel 2016 ha presentato un pacchetto di misure legislative noto come **"Clean energy for 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 raggiungere 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 4 **Obiettivi energetici e climatici comunitari per anno orizzonte**



Tra gli strumenti previsti per garantire ed agevolare il conseguimento dei target prefissati, il nuovo **“Regolamento 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.

Questo percorso intrapreso a livello europeo verso un sistema decarbonizzato e sostenibile sembra essere **ulteriormente confermato** anche dalle intenzioni della nuova Commissione. Infatti, dalle prime comunicazioni ufficiali relative a un **“Green Deal”** europeo, sarebbe in valutazione la possibilità di rivedere a rialzo il target di decarbonizzazione, fino ad un valore del 55% di riduzione delle emissioni di gas climalteranti rispetto al 1990.

Per garantire il conseguimento di target nazionali, europei e globali di medio e lungo termine 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.

In tale contesto, anche 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**.

**Infatti i profondi mutamenti** che interesseranno il sistema energetico futuro, necessari al raggiungimento dei target di policy, e le **sfide** ad esso correlate, **non saranno a impatto zero per il sistema elettrico** ma dovranno inevitabilmente essere accompagnate 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 de 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 energetica, 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 714/2009<sup>6</sup> e 8(3)(b) del Regolamento 715/2009<sup>7</sup>, **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. Come già evidenziato nel Capitolo 1, i 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 347/2013<sup>8</sup>), 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 anche 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 energetica. Anche per il **TYNDP 2020** prosegue 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**, evidenziando al tempo stesso il **ruolo centrale del consumatore** come elemento chiave abilitante della transizione energetica.

Gli **step principali** del processo di costruzione degli scenari (*Figura 5*) 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 è 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.
- **Data Collection** – in questa fase, ogni TSO fornisce un forecast di dati per la costruzione degli scenari (es. previsione della domanda, 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. 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.

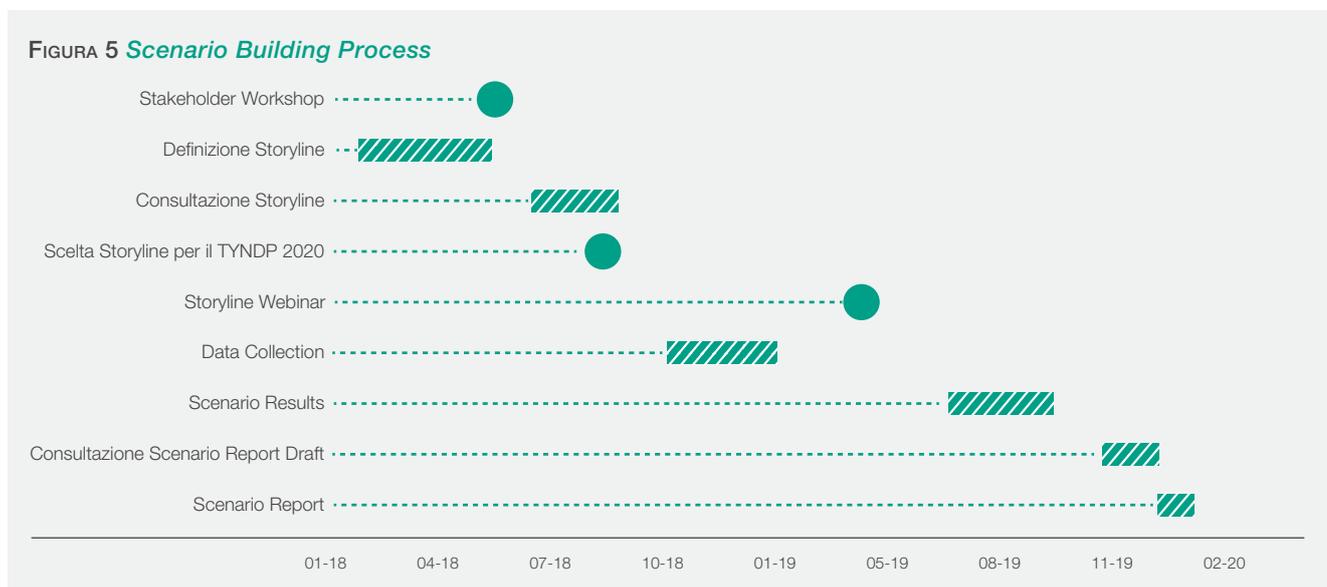


<sup>6</sup> Consultabile al link: "<https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:IT:PDF>"

<sup>7</sup> Consultabile al link: "<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&from=EN>"

<sup>8</sup> Consultabile al link: "<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0347&from=EN>"

- **Consultazione dei risultati ottenuti nei vari step** – i risultati ottenuti sono condivisi per consultazione con i diversi stakeholder interessati, in maniera tale da certificare in maniera condivisa la coerenza degli output ottenuti con la relativa storyline.



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 CO<sub>2</sub> 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 consente di quantificare il mix energetico futuro, valorizzando i vari pathways verso la transizione energetica. La conclusione del processo di costruzione degli scenari, con la piena definizione di tutti gli elementi chiave quali domanda e mix di generazione, è prevista per fine 2019, per poi procedere con la pubblicazione dei risultati finali nello Scenario Report, prevista nei primi mesi del 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 energetica 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**, ulteriormente dettagliate a seguire:

- **National Trends:** è uno scenario in cui il raggiungimento dei target si basa sulle proposte di piano nazionale per l'energia e il clima (NECPs) specifiche per paese, 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. Il 18 giugno 2019 la Commissione europea ha pubblicato le proprie raccomandazioni in merito alle proposte di NECPs inviate alla Commissione dagli Stati Membri (SM), pertanto sono in corso gli aggiornamenti da parte degli SM dei rispettivi Piani Integrati in vista della finalizzazione dei documenti prevista entro il 31 Dicembre 2019.
- **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 CO<sub>2</sub> (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 6** è riportata la Matrice Centrale delle tre storyline selezionate, descrivendone la traiettoria di evoluzione ipotizzata dallo stato attuale al 2050<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Rielaborazione Terna, fonte "Final ENTSOs' TYNDP 2020 Scenario Storylines" [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408\\_WGSB\\_Scenario%20Building%202020\\_Final%20Storyline%20Report.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408_WGSB_Scenario%20Building%202020_Final%20Storyline%20Report.pdf)

FIGURA 6 *Matrice Centrale*

CATEGORIA	SCENARIO	CRITERIO	2050 SCENARIO		
			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
		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](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408_WGSB_Scenario%20Building%202020_Final%20Storyline%20Report.pdf)

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

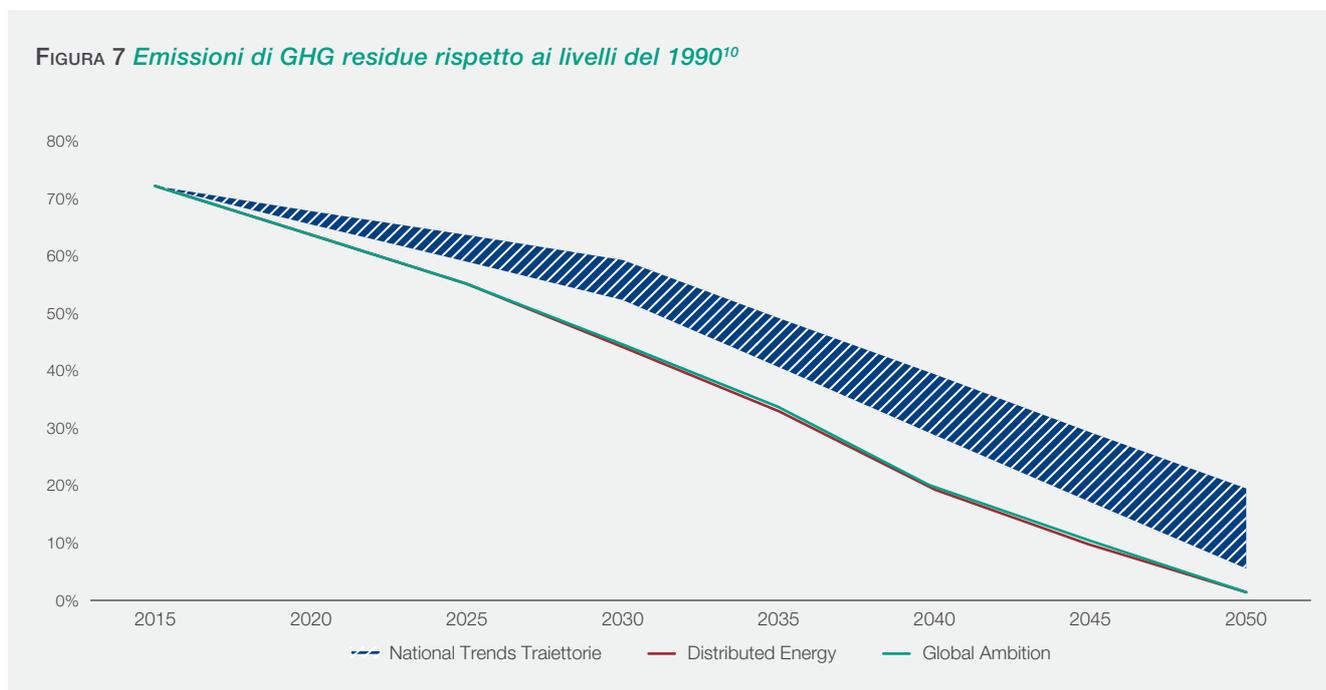
5

Nuovi sviluppi

6

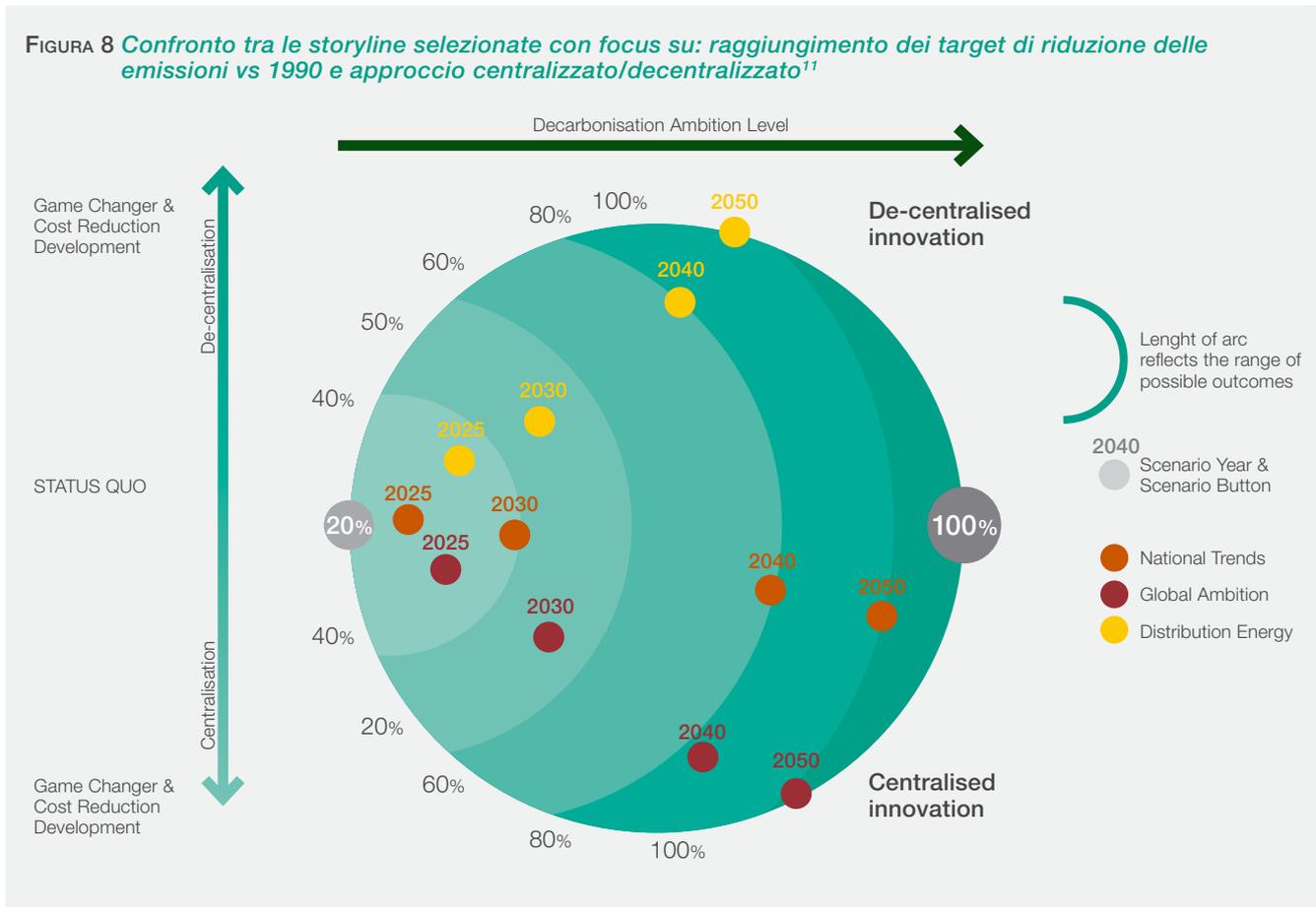
Benefici per il sistema

La **Figura 7** descrive l'andamento qualitativo della riduzione di emissioni per le diverse storyline selezionate e per i vari time horizon. È possibile notare che tutte le storyline sono costruite in maniera tale da permettere almeno il raggiungimento dei valori target di riduzione delle emissioni sia al 2030 sia al 2050.



<sup>10</sup> Rielaborazione Terna, fonte "Final ENTSOs' TYNDP 2020 Scenario Storylines" [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408\\_WGSB\\_Scenario%20Building%202020\\_Final%20Storyline%20Report.pdf](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 energetica 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.



<sup>11</sup> Rielaborazione Terna, fonte "Final ENTSOs' TYNDP 2020 Scenario Storylines" [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408\\_WGSB\\_Scenario%20Building%202020\\_Final%20Storyline%20Report.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Scenarios/190408_WGSB_Scenario%20Building%202020_Final%20Storyline%20Report.pdf)

# Gli scenari del Piano di Sviluppo 2020

## 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.

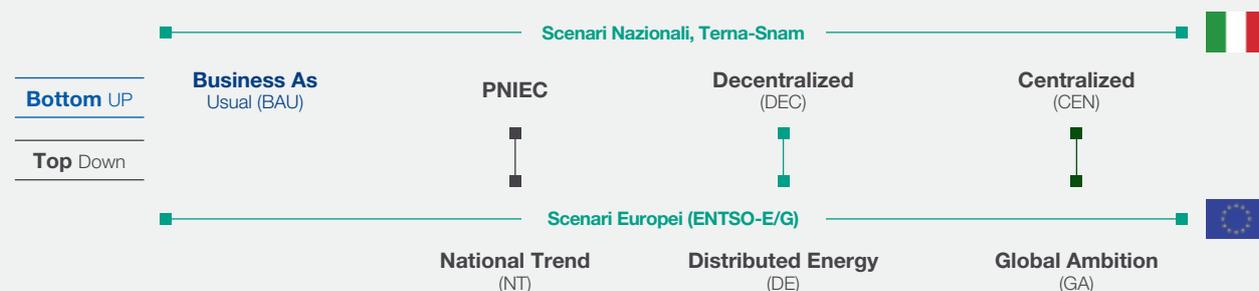
Le attività sono state svolte nel rispetto di quanto definito dall'ARERA nelle deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/gas, che hanno disposto il coordinamento per l'elaborazione degli scenari per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto del settore elettrico e del gas, ed in coerenza al processo europeo in cui ENTSO-E ed ENTSO-G elaborano congiuntamente gli scenari energetici da utilizzare nel Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).

All'interno del DDS sono stati descritti e analizzati **3 diversi scenari**, tra loro contrastanti, 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<sup>12</sup>**, 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);
- **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 CO<sub>2</sub> 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 9** 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 9 **Coerenza tra scenari italiani ed europei**



Fonte: Documento di Descrizione degli Scenari 2019.

<sup>12</sup> 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).

In aggiunta agli scenari BAU, DEC e GEN, già nell'ambito del Piano di Sviluppo 2019, a fini della valutazione mediante Analisi Costi Benefici di alcuni interventi strategici, è stata sviluppato da Terna uno scenario coerente con lo **scenario di policy (Scenario PNIEC)**, definito all'interno della proposta italiana di **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima**.

Infatti, in accordo al nuovo **"Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima"**, l'Italia ha elaborato la **Proposta di 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 inviato dal MISE alla Commissione Europea l'8 Gennaio 2019.

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"*.

L'elaborazione della **versione finale del documento**, che dovrà essere inviata entro il **31 Dicembre 2019**, è caratterizzata da un processo di ampia condivisione e partecipazione degli stakeholders, i cui feedback saranno contemplati in occasione della stesura finale del documento. I principali step previsti nel processo di finalizzazione del Piano Integrato sono:

- 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 Clima ed Energia, (con la prima relazione intermedia prevista per il 15 Marzo 2023), ha introdotto un **processo di aggiornamento e revisione degli obiettivi e delle misure indicate nei Piani Integrati**, a cadenza decennale. La bozza di aggiornamento del PNIEC dovrà essere infatti trasmessa alla Commissione Europea entro il 30 Giugno 2023 (primo step previsto), per poi inviare l'aggiornamento finale entro il 30 Giugno 2024, fornendo in alternativa le motivazioni per cui non risulti necessario.

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 ETS**<sup>13</sup>;
- La **riduzione del 43% dei consumi di energia primaria** rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007<sup>14</sup>;
- 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;

<sup>13</sup> I settori coinvolti risultano: trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel sistema Emission Trading System (ETS), agricoltura e rifiuti.

<sup>14</sup> Scenario tendenziale ottenuto dal modello PRIMES, modello del sistema energetico europeo utilizzato per gli scenari europei e di tutti i Paesi Membri.

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

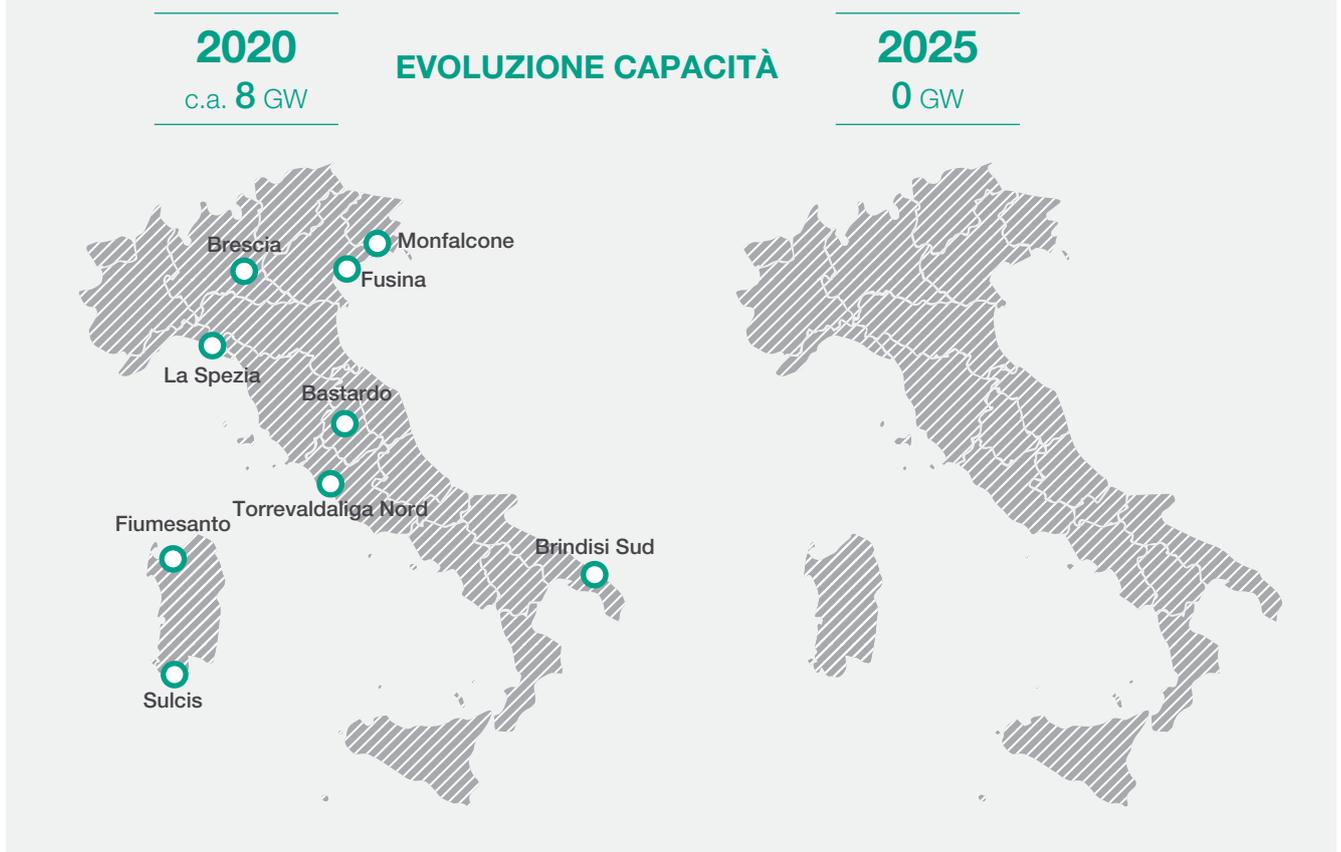
Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

- 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 generazione<sup>15</sup>, oltre che **l'incremento di utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti**;
- 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 energetica;
- 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 energetica.

FIGURA 10 **Impianti di generazione alimentati a carbone interessati dal processo di phase-out**



Tra i vari obiettivi indicati nel PNIEC, il **phase-out competo del carbone** dal parco di generazione (Figura 10) risulta tra i più sfidanti per il sistema elettrico nazionale, ponendo impatti e problematiche non trascurabili per la futura gestione in sicurezza dell'intera rete. In particolare, il **sistema elettrico sardo**, caratterizzato da un parco termico limitato, vetusto e fortemente dipendente dalla generazione a carbone, richiederà **specifiche misure mitigative e interventi infrastrutturali** affinché il phase-out possa realizzarsi garantendo sempre l'**adeguatezza**, la **sicurezza** e l'**affidabilità** del sistema. In tale ottica

<sup>15</sup> Per una capacità di accumulo stimata di 15 GWh, all'incirca equivalenti a 4,5 GW.

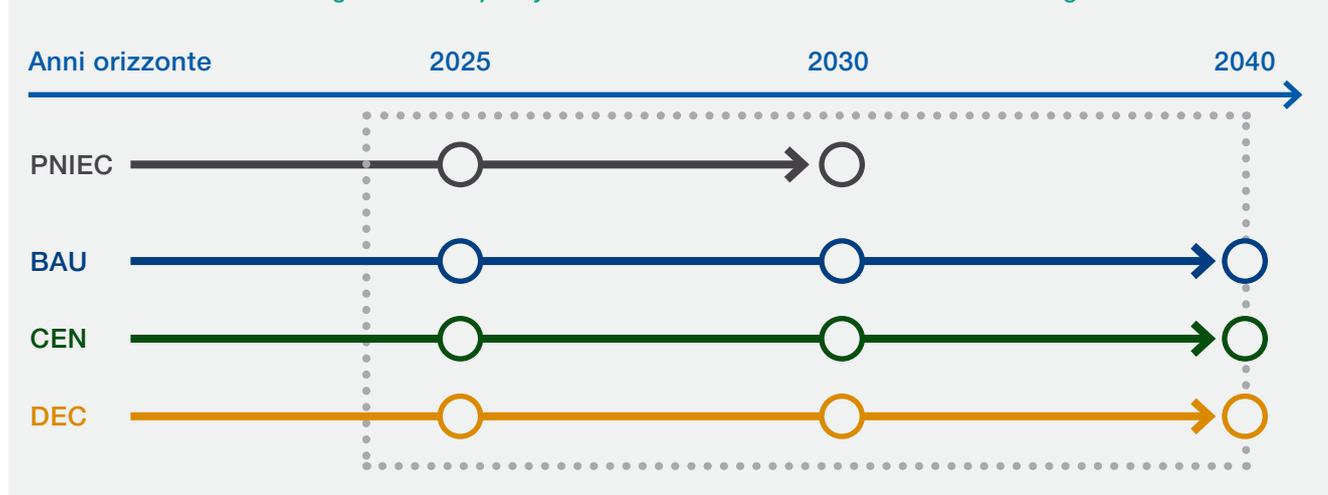
nel **PNIEC** si indicano come **misure abilitanti della decarbonizzazione** della generazione sarda da avviare nella finestra temporale 2020-2025:

- la realizzazione di **una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente**<sup>16</sup>;
- lo sviluppo di **nuova capacità di generazione a gas**, o **capacità di accumulo per 400 MW**;
- l'installazione di **nuovi compensatori** nell'isola.

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 euro<sup>17</sup>.

Gli **obiettivi**, i **target** e le **misure** sopra enunciate e riportate nel Piano Integrato **sono contemplati** nella **declinazione Terna dello scenario PNIEC**, 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**



### 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.

<sup>16</sup> L'intervento di sviluppo "Tyrrhenian Link" rappresenta la soluzione proposta da Terna, a fronte delle criticità che caratterizzano i Sistemi Elettrici di Sardegna e Sicilia, necessaria a:

- Incrementare la stabilità e la sicurezza della rete, rafforzando i collegamenti tra Isole e Continente, garantendo una maggiore capacità di regolazione e favorendo la piena integrazione delle Zone di Mercato;
- Promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili, assicurando una loro maggiore integrazione nella rete e contribuendo a ridurre l'overgeneration;
- Garantire l'adeguatezza delle isole anche in previsione del phase-out del carbone, contribuendo anche alla risoluzione dei vincoli di essenzialità dei gruppi presenti nelle Isole.

<sup>17</sup> Include il collegamento "Tyrrhenian Link".

In ottemperanza a ciò, gli **anni orizzonte** individuati per il Piano di Sviluppo 2020 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:

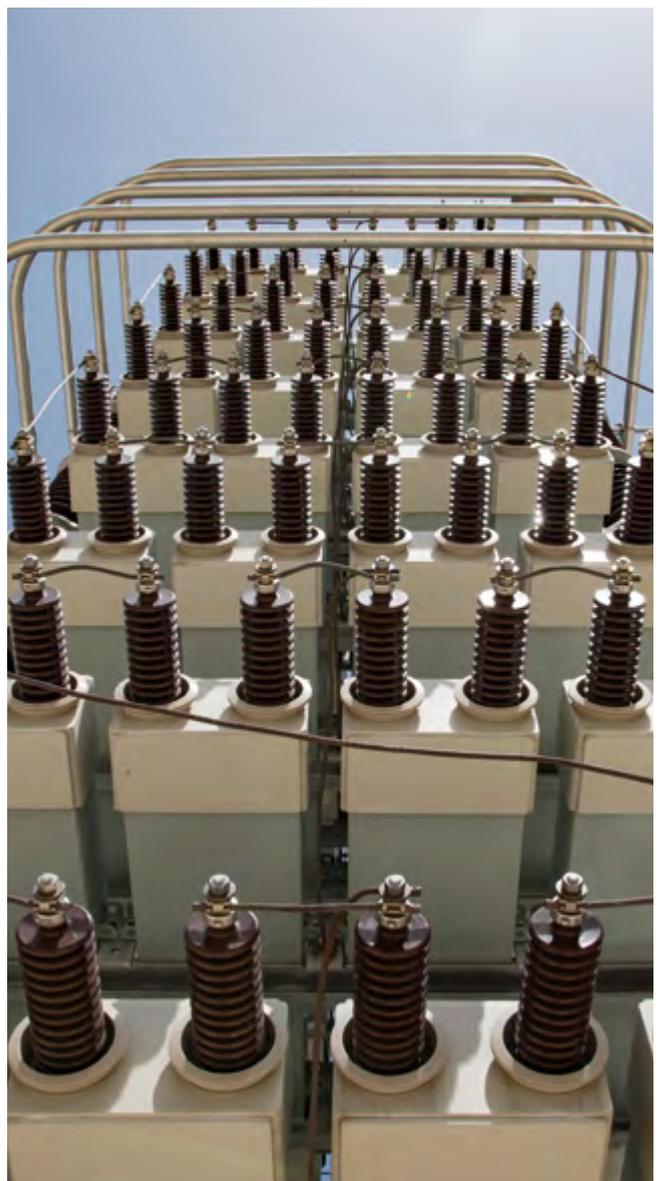
- l'anno oggetto di studio di breve termine (ovvero il 2025 come sopra indicato) venga principalmente rappresentato da un singolo scenario di riferimento;
- gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine (ovvero il 2030 e il 2040) siano analizzati mediante almeno due scenari differenziati 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 2020 si è scelto di utilizzare uno scenario che traguarda il 2025 che sia rispondente alle policy nazionali contenute nella Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, ovvero lo **Scenario PNIEC 2025**, inteso come declinazione Terna delle indicazioni contenute nel documento governativo.

Per quanto riguarda gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine, in aggiunta allo **scenario PNIEC al 2030**, selezionato per le stesse ragioni sopra menzionate, Terna, fra gli scenari disponibili sviluppati di concerto con SNAM (vedi paragrafo 3.4.1), ha deciso di utilizzare gli **scenari BAU e DEC** declinati sia al **2030** sia al **2040**.

Il primo, ovvero lo Scenario BAU, è stato selezionato in quanto, essendo uno scenario a politiche correnti che non consente il raggiungimento dei target di decarbonizzazione, integrazione FER ed efficienza indicati nel PNIEC al 2030, si configura come decisamente contrastante agli scenari di sviluppo CEN, DEC e PNIEC, risultando pertanto una scelta in linea con la logica dei "**contrasting scenarios**" e come raccomandato dall'ARERA nella comunicazione inviata il 10 Luglio 2019.

La scelta del DEC, invece, è legata al fatto che, rispetto agli altri scenari, fa del vettore elettrico il principale protagonista per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione, prevedendo sia una significativa elettrificazione dei consumi sia una notevole penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche. Infatti, gli sviluppi significativi ipotizzati in termini di fabbisogno elettrico previsionale, di fonti rinnovabili non programmabili e veicoli e pompe di calore elettriche rendono tale **scenario particolarmente sfidante per il sistema elettrico futuro** rispetto allo scenario Centralized che prevede invece un ruolo pivotale anche per il vettore gas, e in particolare per i gas verdi, nei principali settori energetici, dal termico ai trasporti. In aggiunta si caratterizza per valori di fabbisogno di energia elettrica in linea con quelli dello scenario PNIEC.





### 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 2020 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 (scenari BAU e CEN) e delle indicazioni del policy maker nazionale (scenario PNIEC definito a supporto della Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima).

Di seguito si riportano le principali caratteristiche delle storylines dei 3 scenari:

- **Business-As-Usual (BAU)** - È uno scenario **technology driven**, che proietta inercialmente 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 proposta 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 trapiato 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.

- **Decentralized (DEC)** - È uno scenario **policy-driven** che riguarda il **soddisfacimento dei target nazionali ed europei**. Si caratterizza sia per la notevole **elettrificazione dei consumi** sia per l'utilizzo di pompe di calore elettriche per il riscaldamento, i quali, insieme ad una rilevante penetrazione di veicoli elettrici, si traducono in un trend di crescita sostenuto del fabbisogno di elettricità. In compliance con le policy nazionali indicate nel PNIEC, si prevede inoltre la **totale dismissione della generazione termoelettrica a carbone già al 2025**. Lo scenario si contraddistingue inoltre per un'**elevata penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili**, presentando una crescita significativa della generazione distribuita e al tempo stesso uno sviluppo sostenuto di sistemi di accumulo elettrochimico, anche grazie al rapido progresso tecnologico ipotizzato.
- **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** - È uno scenario **policy-driven** che **raggiunge** pienamente i **target nazionali ed europei**. 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. Analogamente agli altri scenari di sviluppo, lo scenario PNIEC è caratterizzato dalla **totale dismissione della generazione termoelettrica a carbone già al 2025**, come previsto nella Proposta di 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 CO<sub>2</sub>. 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 negli scenari di sviluppo, caratterizzati da tassi di crescita più sostenuti:

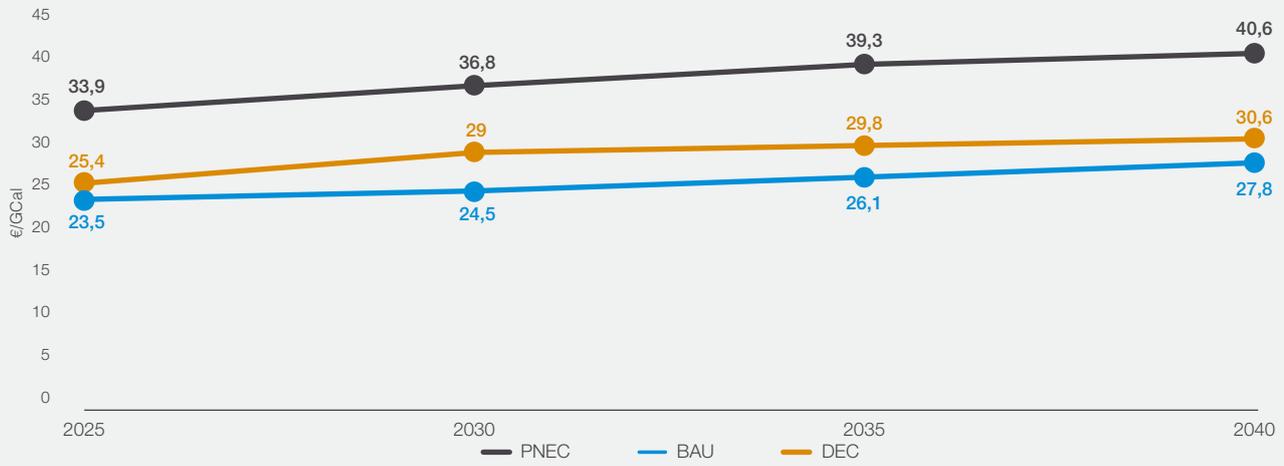
- tutti gli scenari considerati prevedono un andamento crescente del prezzo del gas, con i valori più elevati registrati nello scenario PNIEC (36,8 €/Gcal al 2030), seguito dal DEC (29 €/Gcal al 2030) e infine dal BAU (24,5 €/Gcal al 2030);
- il prezzo della CO<sub>2</sub> è previsto in forte rialzo in tutti e 3 gli scenari. I valori più elevati si registrano nello scenario DEC, presentando il trend di crescita più sostenuto, tale da far registrare al 2040 ben 58 €/ton (+ 21 % vs BAU 2040). BAU e PNIEC, invece, si attestano a valori minori, presentando un sostanziale allineamento al 2030 (33,5 €/ton nel PNIEC e 33,8 €/ton nel BAU);
- per quanto riguarda il petrolio (Brent), si prevede in tutti gli scenari un prezzo moderatamente crescente, con i valori maggiori che si registrano nello scenario PNIEC, raggiungendo al 2040 un valore di circa 98 \$/bbl. Al contrario i valori più bassi si riscontrano nel BAU, prevedendo un prezzo di circa 70 \$/bbl nel 2040.



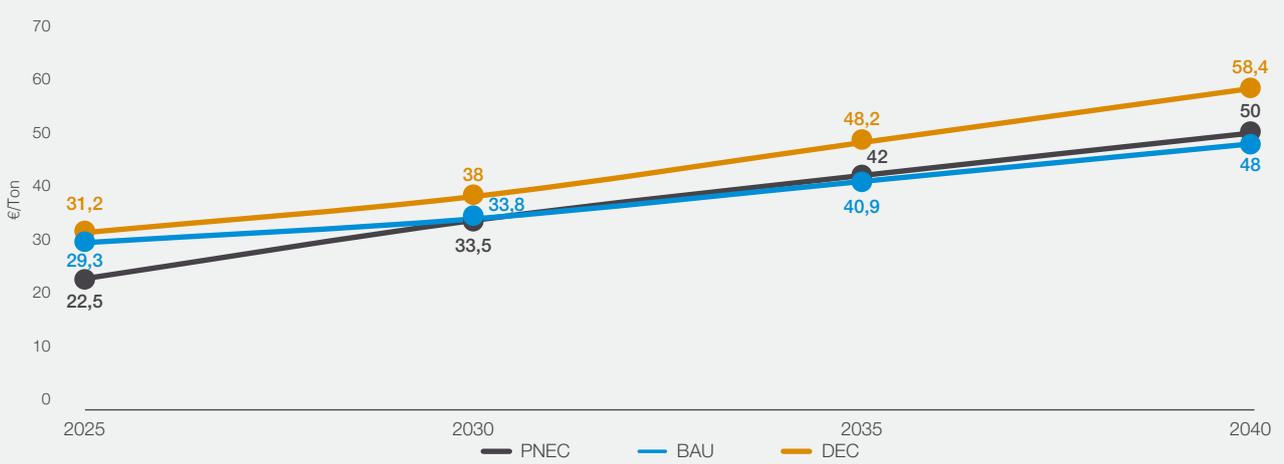
I grafici riportati a seguire (Figura 12) rappresentano quanto descritto sopra per scenario e anno orizzonte.

FIGURA 12 *Trend di prezzo delle principali commodities per scenario e anno orizzonte*

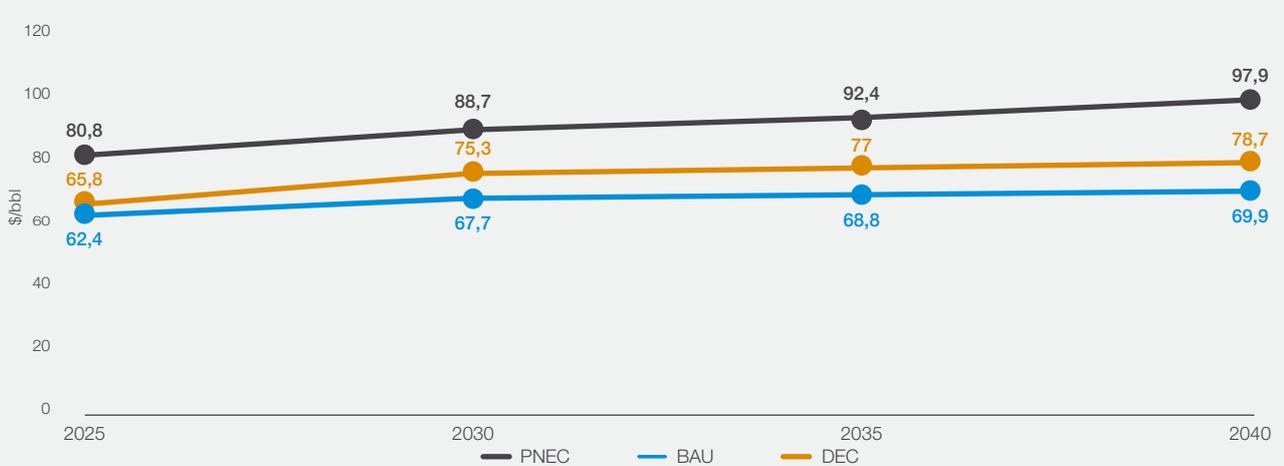
**GAS**



**CO<sub>2</sub>**



**BRENT**

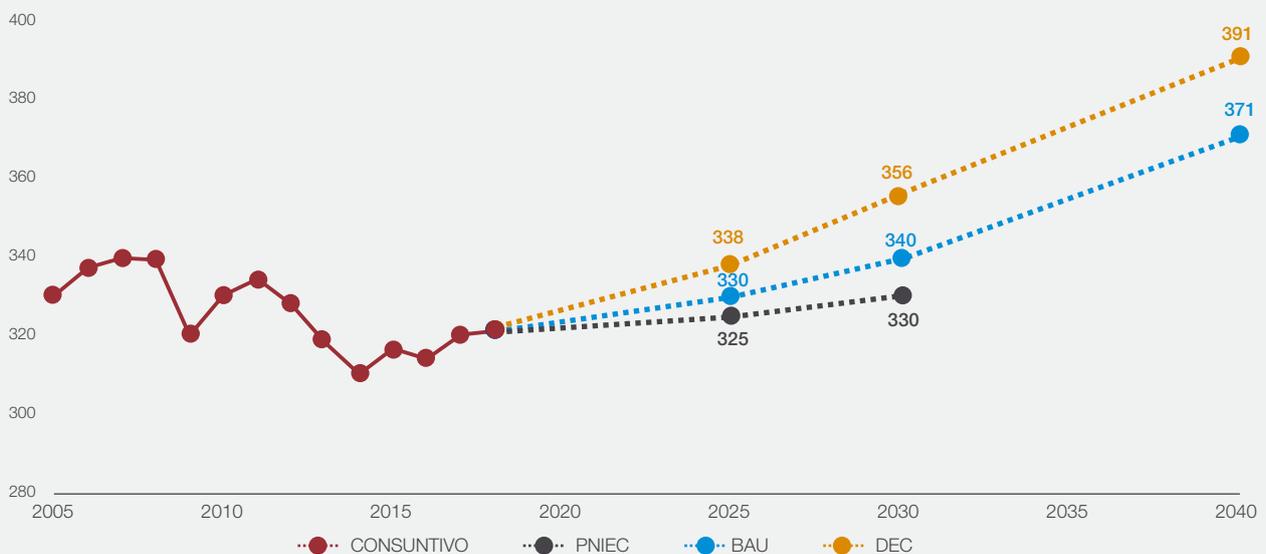


### 3.4.3.3 Domanda

A seguito della riduzione del fabbisogno di energia elettrica nel periodo della crisi finanziaria, dal 2009 al 2015 si è registrata una stabilizzazione dei consumi (l'energia richiesta dalla rete<sup>18</sup> è stata pari a 320,5 TWh nel 2017 e 321,4 TWh nel 2018). In generale, **tutti gli scenari in Piano** prevedono una **crescita del fabbisogno elettrico** nei prossimi anni, con lo scenario **Decentralized** che presenta in tutti gli anni orizzonte i **valori maggiori** di fabbisogno (*Figura 13*). 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. In particolare:

- nello scenario **BAU l'energia richiesta dalla rete cresce moderatamente**, raggiungendo i 340 TWh al 2030 e circa 371 TWh al 2040. Tale trend è 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 **DEC** è caratterizzato invece da **valori elevati di fabbisogno elettrico** (energia richiesta dalla rete pari a 356 TWh al 2030 e 391 TWh al 2040), motivato dalla **centralità** che riveste il **vettore elettrico** in questo scenario per il raggiungimento dei target energetici e climatici europei e nazionali. Il riscaldamento residenziale infatti viene quasi completamente realizzato tramite pompe di calore elettriche (con circa 4 milioni di PdC già al 2030, +105 % rispetto al BAU 2030) e la penetrazione dei veicoli elettrici nei trasporti raggiunge valori considerevoli (quasi 6 milioni di automobili elettriche al 2030, + 235% rispetto BAU)<sup>19</sup>;
- lo **scenario PNIEC**, nonostante il maggiore utilizzo di pompe di calore elettriche per il riscaldamento residenziale e la notevole diffusione dei veicoli elettrici (6 milioni al 2030, in linea con il DEC), si contraddistingue per valori di **energia elettrica richiesta** dalla rete in **lieve crescita** (325 TWh al 2025 e 330 TWh al 2030). 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.

FIGURA 13 *Trend del fabbisogno di energia elettrica (TWh)*

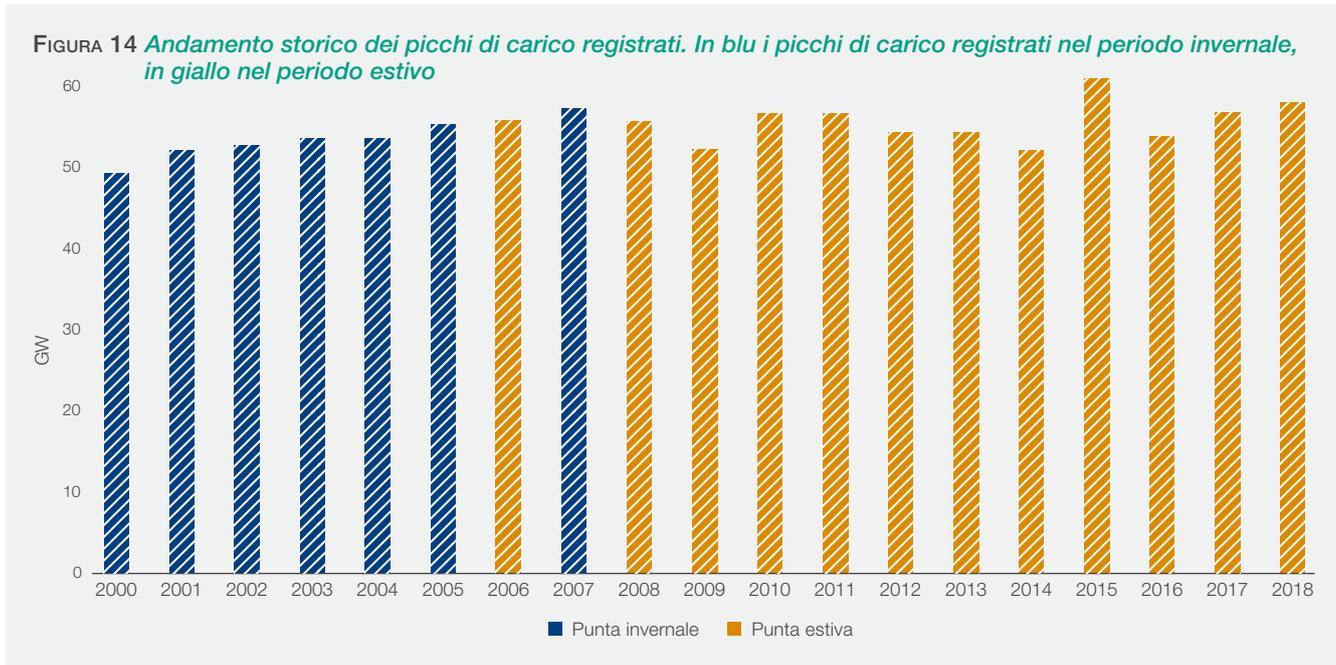


<sup>18</sup> L'energia elettrica richiesta è pari alla somma dei consumi di energia elettrica presso gli utilizzatori ultimi e delle perdite di trasmissione.

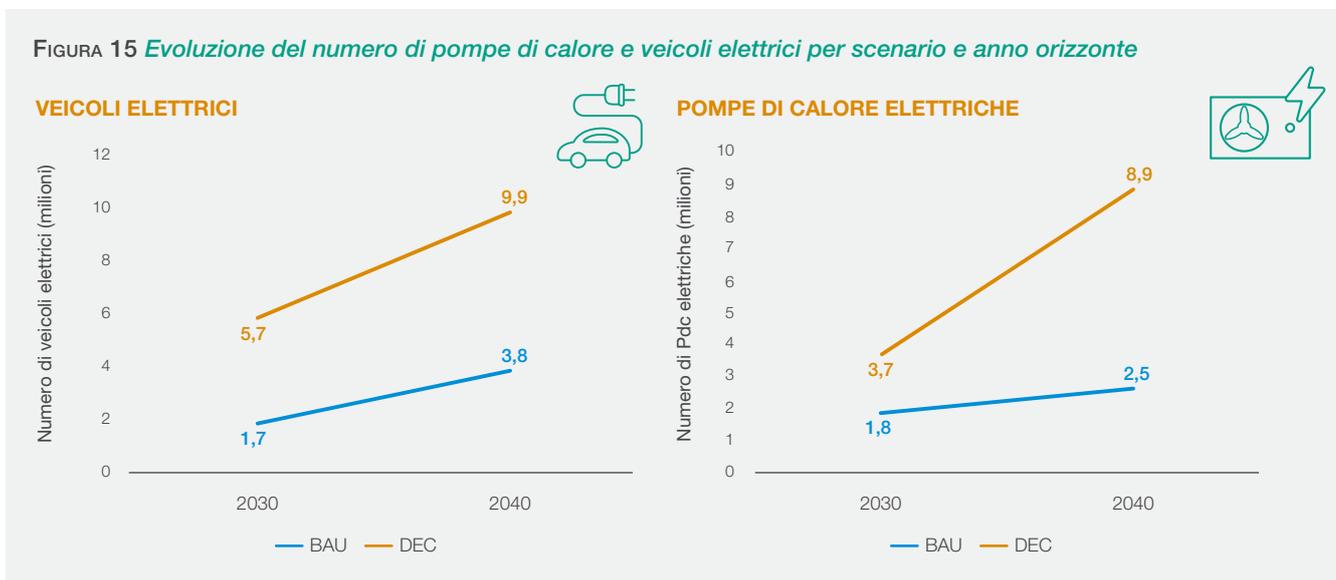
<sup>19</sup> Per ulteriori dettagli consultare [https://download.terna.it/terna/DDS%20libro%2009%2030%2017h15\\_8d745ced8696c60.pdf](https://download.terna.it/terna/DDS%20libro%2009%2030%2017h15_8d745ced8696c60.pdf)

Come precedentemente evidenziato, 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, è 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.

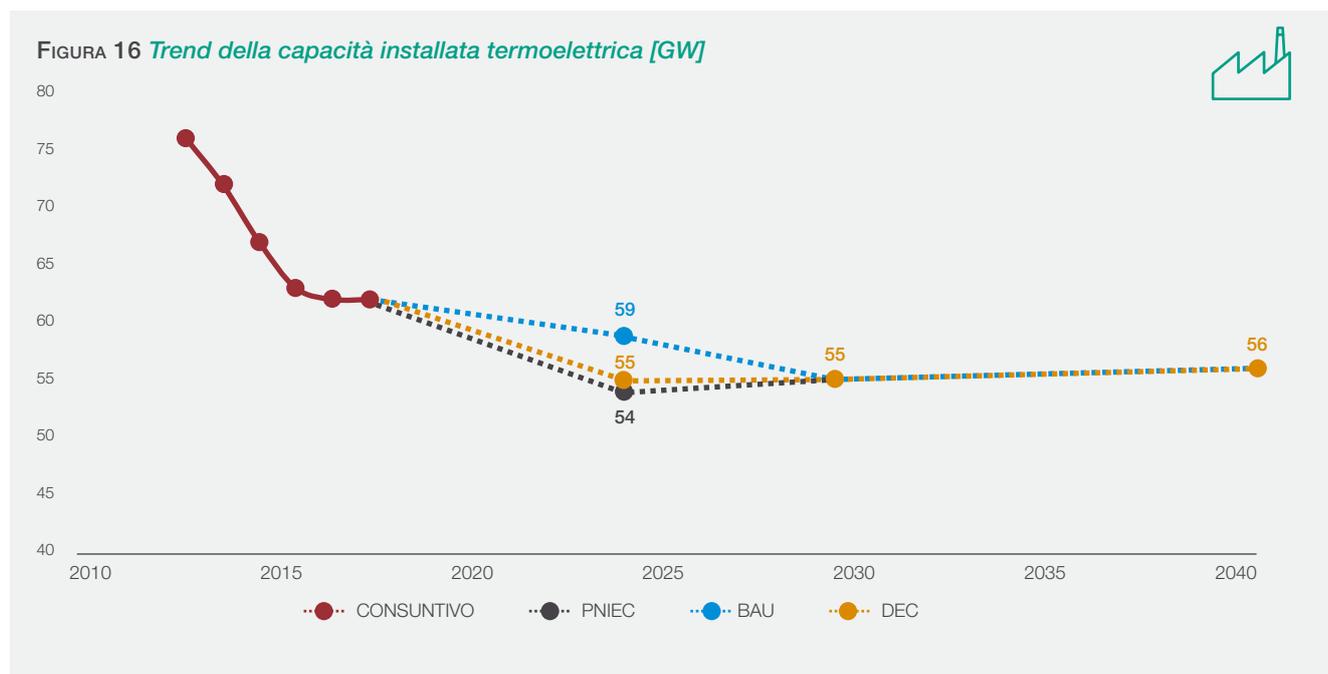


L'influenza del livello di penetrazione delle tecnologie sopra menzionate sulla domanda è immediatamente riscontrabile confrontando lo scenario tendenziale Business As Usual con lo scenario di sviluppo Decentralized. In particolare, al maggiore incremento sia di pompe di calore sia di veicoli elettrici riscontrabile nello scenario DEC, rispetto al BAU (Figura 15), corrisponde un significativo scostamento tra i due trend di crescita dei valori di fabbisogno elettrico, risultando più sostenuto nello scenario DEC (Figura 13).



### 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 a causa della riduzione della profittabilità di tali impianti principalmente sia per il rallentamento del trend di crescita della domanda elettrica sia per il boom della generazione rinnovabile che ha contribuito a spiazzare la produzione convenzionale dal mercato. Tale mutamento ha di fatto comportato una profonda trasformazione del parco termoelettrico, passato da un valore di 76 GW di installato termoelettrico totale<sup>20</sup> al 2013 a circa 62 GW al 2018 (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, presentando successivamente un lieve incremento fino a raggiungere 56 GW al 2040 sia nel BAU che nel DEC.



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:

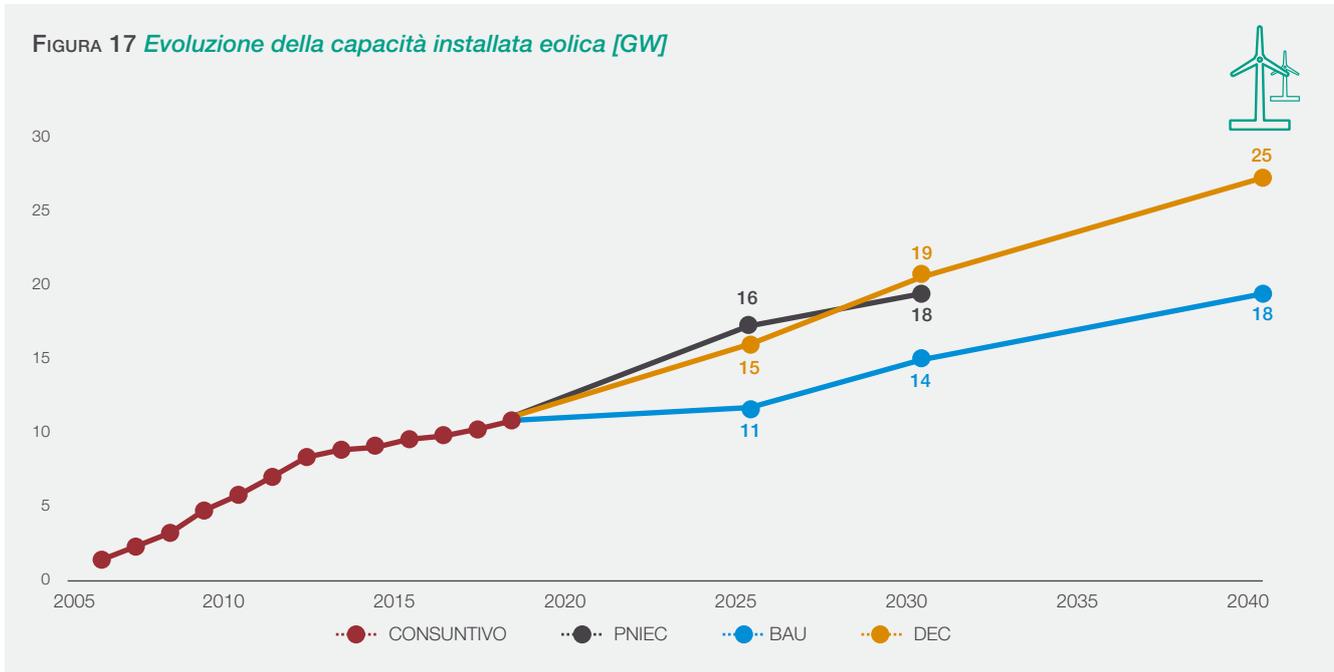
- nello scenario BAU, si ipotizza che il phase-out avvenga per motivi economici, con condizioni future di mercato tali da rendere i costi di tali impianti non più sostenibili, producendo pertanto un phase-out "naturale" progressivo entro il 2040;
- nello scenario di sviluppo DEC e in quello di policy nazionale PNIEC, è previsto il phase-out totale per policy degli impianti termoelettrici alimentati a carbone già al 2025, rappresentando una delle principali milestone del processo di decarbonizzazione del sistema energetico per il raggiungimento dei target nazionali ed europei.

Nel campo delle fonti rinnovabili non programmabili si prevede in tutti gli scenari una importante espansione dell'installato eolico e solare.

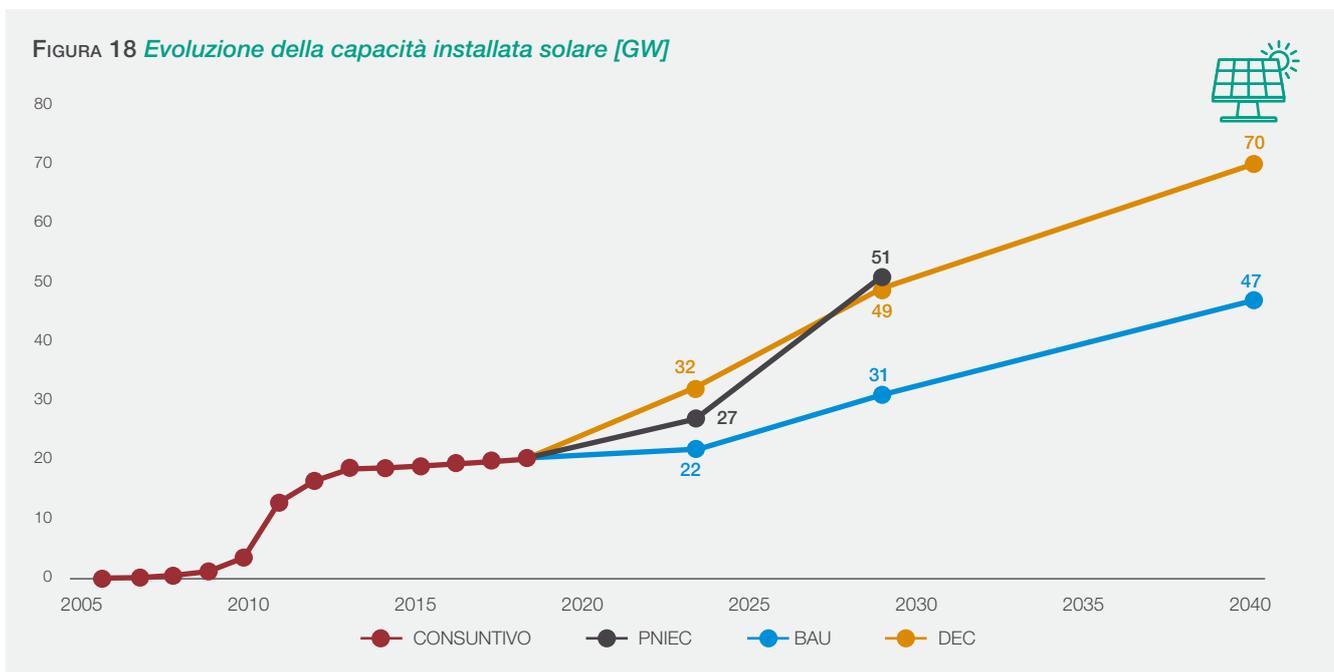


<sup>20</sup> Potenza efficiente netta, include biomasse e geotermico.

Nell'ultimo decennio la capacità di generazione eolica è cresciuta in maniera costante, raggiungendo circa 10 GW al 2018 (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 Decentralized con rispettivamente 19 GW e 25 GW (rispettivamente +90% e +150% vs 2018).



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 negli scenari di sviluppo (Figura 18), rivestendo in essi un ruolo centrale per il raggiungimento dei target di policy di decarbonizzazione e integrazione FER. Nel dettaglio, gli scenari PNIEC e DEC prevedono al 2030 che l'installato solare sarà di circa 50 GW, quasi 20 GW in più rispetto a quanto indicato nello scenario BAU e circa 30 GW aggiuntivi rispetto al 2018. Tale valore è previsto in ulteriore crescita anche nel decennio successivo, attestandosi addirittura a ben 70 GW nello scenario Decentralized al 2040 (+ 250% vs 2018).

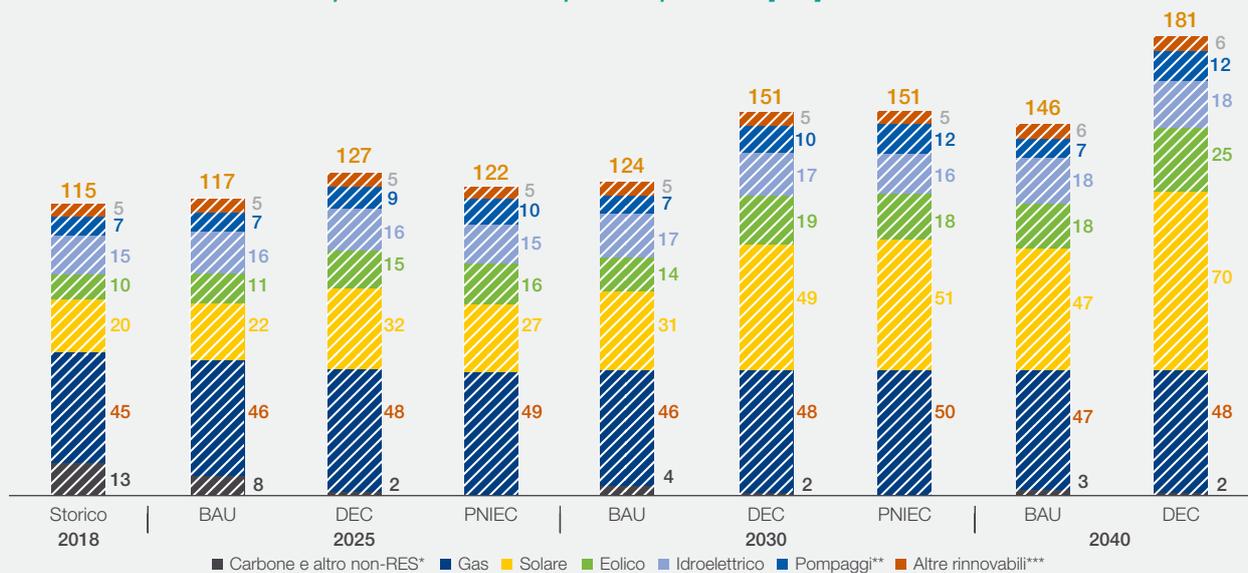




In **Figura 19** viene descritta l'evoluzione attesa della capacità di generazione complessiva per tecnologia nei diversi scenari e nei 3 anni orizzonte analizzati in Piano. Si può osservare come la diminuzione di capacità termoelettrica sarà accompagnata dallo sviluppo di eolico e solare, facendo sì 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 181 GW nello scenario Decentralized. Complessivamente la crescita delle FRNP (eolico e fotovoltaico) risulta significativa in tutti gli scenari analizzati, in particolar modo negli scenari di sviluppo PNIEC e DEC: quest'ultimo, nello specifico, presenta i trend di crescita più sostenuti, con circa 17 GW al 2025, 38 GW al 2030, e addirittura 65 GW al 2040 (rispettivamente circa +57%, + 130% e 215% vs 2018).

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, che risulta essere completa nello scenario PNIEC.

**FIGURA 19** Evoluzione della capacità installata complessiva per fonte [GW]



\* Include impianti alimentati a carbone e impianti non dispacciabili non alimentati a gas.

\*\* Include pompaggi misti e puri.

\*\*\* Include biomasse e geotermico.

**FOCUS PHASE-OUT DAL CARBONE**

Il phase-out dal carbone entro il 2025 previsto negli scenari di sviluppo PNIEC e DEC, insieme alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti, fornirà uno dei principali contributi al raggiungimento dei target di decarbonizzazione del settore elettrico. Tuttavia, la dismissione seppur graduale di circa 8 GW di centrali a carbone attualmente in esercizio presenterà inevitabilmente impatti rilevanti sul sistema elettrico nazionale, in particolare sulle attività di gestione della rete da parte del TSO, rappresentando di fatto uno tra gli obiettivi energetici più sfidanti tra quelli definiti a livello nazionale. Sebbene particolarmente ambizioso, **tale obiettivo risulta però pienamente raggiungibile assicurando i livelli standard di adeguatezza e sicurezza del sistema a condizione che sia accompagnato da specifiche misure e soluzioni.**

**AZIONI MINIME NECESSARIE AL 2025 (RISPETTO AL 2017) PER IL PHASE OUT DAL CARBONE**

Investimenti di Rete

> Piano di Sviluppo 2019 e Piano Sicurezza 2019

> Installazione di compensatori sincroni (4500 MVAR)



Generazione flessibile

+5,4 GW  
nuova capacità gas



FER

+12 GW  
nuova capacità FER



DSR

+1 GW  
demand-side response



Storage

+3 GW  
nuova capacità accumulo

**Cruciale comprimere i tempi di autorizzazione delle infrastrutture di rete, della nuova capacità produttiva e degli accumuli**

In particolare, si evidenzia che, oltre allo sviluppo di circa 12 GW di energie rinnovabili, il sistema elettrico italiano avrà bisogno al 2025 di nuova capacità termoelettrica efficiente per sostituire quella di cui si prevede la dismissione. Le analisi elaborate da Terna hanno evidenziato infatti che vi sarà bisogno di una capacità installata di generazione termoelettrica almeno pari a 54 GW per rispettare i criteri di adeguatezza adottati a livello nazionale e comunitario. Per garantire questo livello di capacità installata, tenendo conto sia dell'evoluzione attesa della domanda sia della dismissione degli impianti a carbone e dei rimanenti impianti ad olio combustibile, sarà necessario realizzare 5,4 GW di generazione addizionale alimentata a gas. Tra le ulteriori misure necessarie per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema, si segnala anche l'installazione di circa 3 GW di nuova capacità di accumulo, sia idroelettrico che elettrochimico, l'introduzione di 1 GW di Demand Side Response (DSR), l'implementazione del Piano di Sviluppo 2019 di Terna e l'installazione di circa 4500 MVAR di nuovi compensatori sincroni, in linea con quanto previsto nel Piano Sicurezza di Terna. In aggiunta il raggiungimento dei target prefissati nei tempi previsti fa emergere anche l'esigenza di comprimere le tempistiche autorizzative delle infrastrutture di rete (soggette anche ai tempi di approvazione dei Piani di Sviluppo) e di nuova capacità produttiva, in particolare termoelettrica e di accumulo idroelettrico.

&gt;&gt;

FIGURA 20 *Principali interventi del Piano di Sviluppo 2019 di Terna*



### 3.4.3.5 Sistemi di accumulo

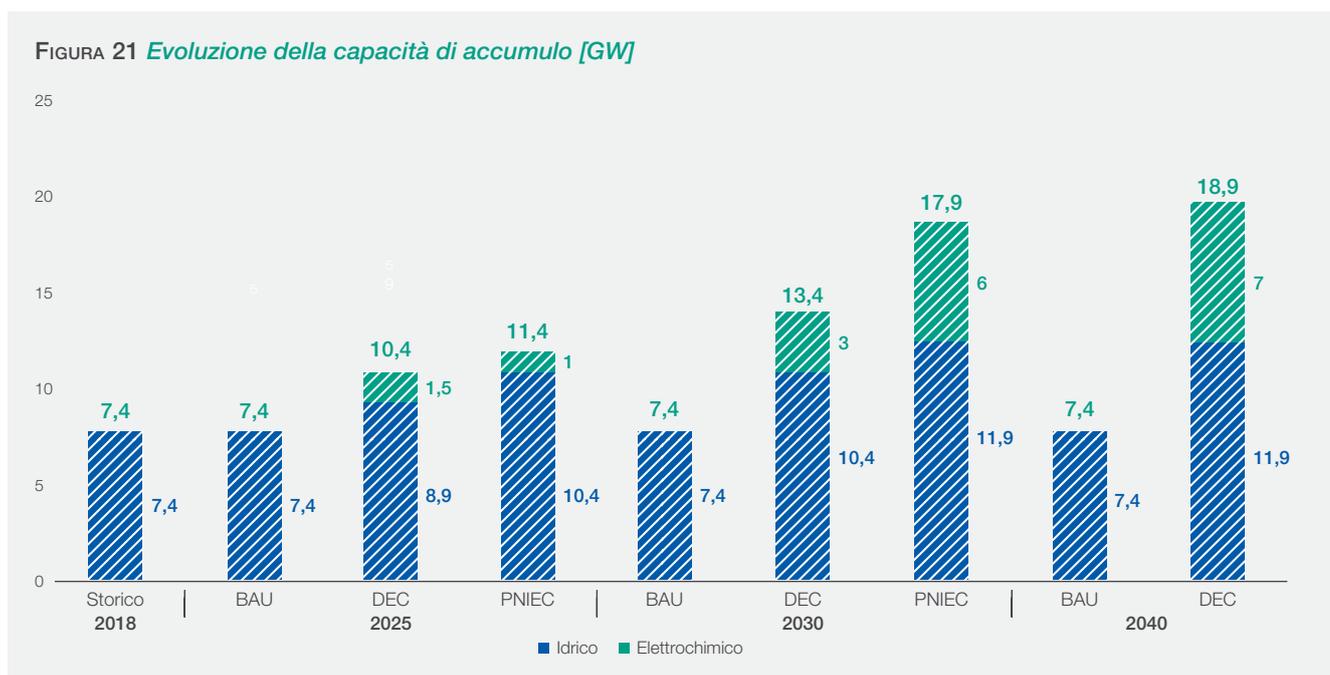
La notevole crescita prevista di installato di fonti rinnovabili non programmabili evidenziata nei paragrafi precedenti avrà come effetto un significativo incremento della quota FRNP sul mix di generazione previsionale, amplificando in prospettiva le criticità legate al bilanciamento tra consumo e produzione.

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 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 (7,4 GW di pompaggi puri e misti), neppure accumuli elettrochimici. Al contrario è atteso un considerevole sviluppo di sistemi di accumulo sia idroelettrico sia elettrochimico negli scenari DEC, per un totale di circa 10,4 GW al 2025, 13 GW al 2030 e 19 GW al 2040, e PNIEC, con approssimativamente 11,4GW al 2025 e 18 GW al 2030, in linea con gli sviluppi significativi di installato eolico e fotovoltaico che caratterizzano gli scenari di sviluppo.

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.

Infatti, ad esempio, nello scenario PNIEC al 2030, oltre ai 4,5 GW di nuovi pompaggi idroelettrici, sono previsti 6 GW di nuovi sistemi di accumulo elettrochimico, di cui 1,5 GW di tipo utility-scale e 4,5 GW distribuiti associati allo sviluppo di fotovoltaico small-scale (per una capacità di accumulo equivalente di circa 15 GWh).





## TAVOLO DI LAVORO CONGIUNTO TERNA - RSE



La proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), inviata dal MiSE alla Commissione Europea l'8 Gennaio 2019, ha evidenziato la necessità di almeno 6 GW di nuovi sistemi di accumulo (SdA) centralizzati al 2030, sia idroelettrici sia elettrochimici, confermando pertanto l'indicazione di Terna di 5 GW inserita nel Piano di Sviluppo della RTN del 2018, e di nuovi SdA elettrochimici accoppiati agli impianti di generazione distribuiti, corrispondenti approssimativamente ad una capacità di accumulo di circa 15 GWh.

Tali evidenze sono state riscontrate anche nell'ambito del tavolo di lavoro congiunto Terna – RSE, istituito nel 2018 con lo scopo di **analizzare le esigenze del sistema elettrico**, soprattutto in termini di nuovi **sistemi di accumulo**, per **raggiungere gli obiettivi indicati nella Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC)**, in particolare i target relativi a **sviluppo FER** e **contenimento dell'overgeneration residua**. Infatti, gli studi condotti hanno evidenziato come la **piena integrazione del contingente FER**, con il contenimento dell'overgeneration a valori inferiori a **1 TWh al 2030** (target riportato nella Proposta di PNIEC) è realizzabile in maniera efficace solo se **accompagnato da un consistente sviluppo di nuovi sistemi di accumulo**, per un totale di **almeno 6 GW** di nuovi accumuli centralizzati e circa 4,5 GW di SdA distribuiti (equivalenti a 15 GWh di capacità di accumulo) collegati a impianti fotovoltaici small-scale distribuiti. In aggiunta, le analisi hanno evidenziato come questa ulteriore capacità non vada in conflitto con i sistemi di accumulo esistenti, per cui è altresì previsto un incremento prossimo al 100% delle ore di funzionamento, anche tenendo conto dei vincoli di esercizio presenti su alcuni impianti esistenti.

“

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 interzonalì e le limitazioni del mercato. ”



8 progetti

DI INTERCONNESSIONE  
PIANIFICATI DA TERNA

---

26

INTERCONNESSIONI TOTALI



# 4

## Necessità di sviluppo

4.1 Esigenze del Sistema Elettrico	206
4.2 Necessità di sviluppo infrastrutturale	215
4.3 Piano minimo di realizzazioni	247

# Esigenze del Sistema Elettrico

# 4.1

Il sistema elettrico nazionale e, più in generale, quello europeo, sono attualmente soggetti ad 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 termoelettrici 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 Gestore di rete, 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.

Inoltre nei paragrafi seguenti sono riportate alcune valutazioni inerenti la flessibilità, l'inerzia e la potenza di cortocircuito del sistema elettrico anche alla luce dei relativi trend di evoluzione attesi.

## 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 sia dei costi di esercizio delle unità di generazione che del prezzo orario dell'energia elettrica nelle diverse zone. 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).

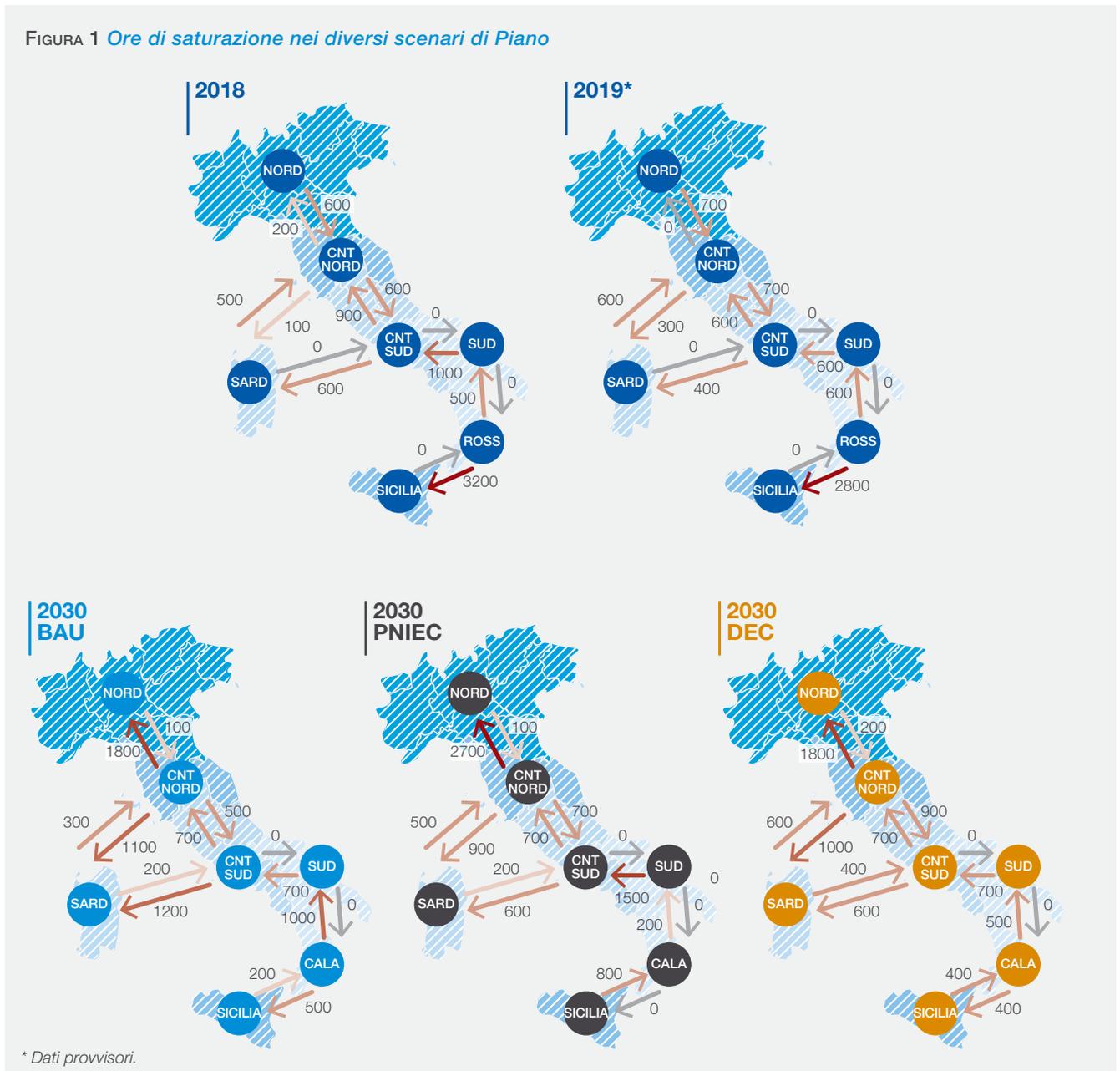
Ai fini delle simulazioni è stata considerata la nuova struttura zonale ai sensi della Deliberazione 103/2019/R/EEL del 19 marzo 2019, come precedentemente esposto nel Capitolo 2. Inoltre, è stata adottata come rete di riferimento quella attuale ed i corrispondenti valori dei limiti di transito sono riportati nel documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato-rev.24 del 7 dicembre 2018",<sup>1</sup> individuati a rete integra e variabili in funzione della stagionalità, periodo invernale ed estivo, del "Fabbisogno residuo zonale (R)", inteso come differenza tra fabbisogno e produzione fotovoltaica<sup>2</sup>, che influenza il limite di transito per alcune sezioni, e caratterizzati da un profilo di manutenzione mediamente atteso.

<sup>1</sup> Adeguati alla nuova struttura zonale secondo quanto riportato nel documento Revisione configurazione zonale 2018 <https://download.terna.it/terna/0000/1033/91.PDF>

<sup>2</sup> Per maggiori chiarimenti consultare il documento "VALORI DEI LIMITI DI TRANSITO FRA LE ZONE DI MERCATO" al link "<https://download.terna.it/terna/0000/1141/43.PDF>"

La **Figura 1** mette a confronto il numero di **ore di congestione** registrate nel 2019 con quelle attese all'anno orizzonte 2030 negli scenari BAU, DEC e PNIEC senza gli interventi infrastrutturali previsti nel Piano di Sviluppo.

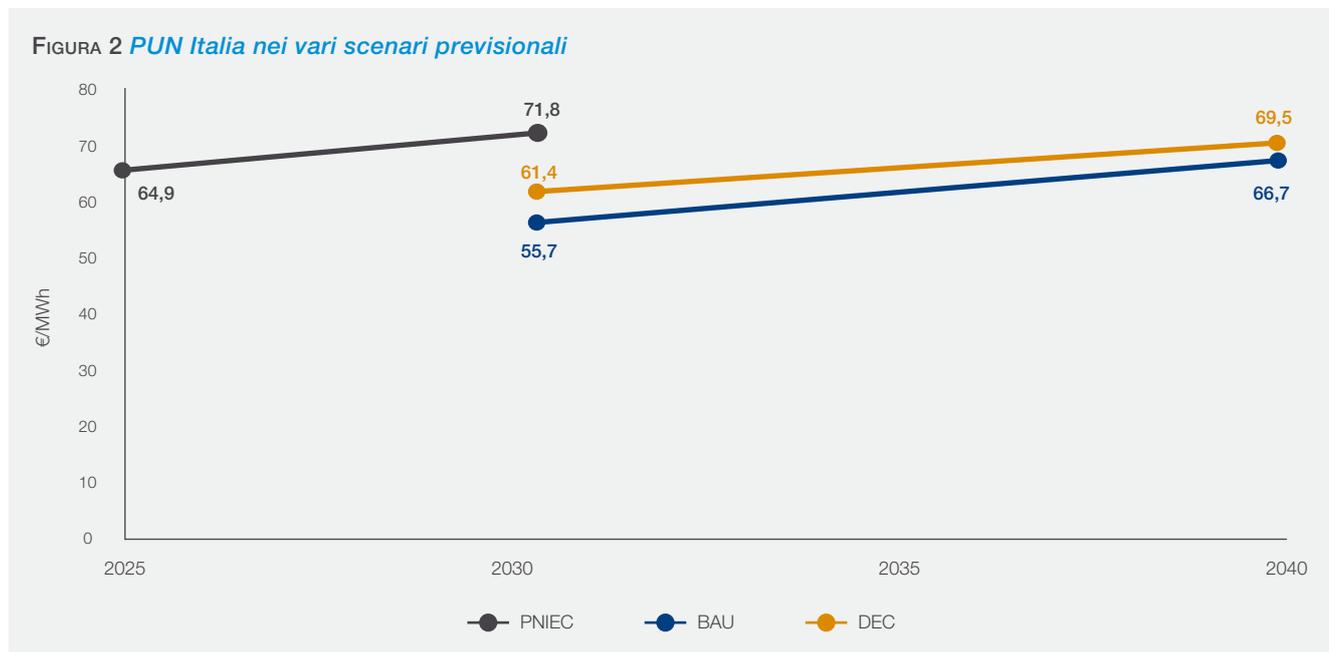
**FIGURA 1** Ore di saturazione nei diversi scenari di Piano



Dal confronto si evidenzia un notevole cambiamento nella sezione Nord - Centro Nord: nel 2019 le congestioni sono state registrate in direzione Nord-Centro Nord con circa 700 h mentre al contrario in tutti gli scenari previsionali al 2030 si riscontra un considerevole numero di ore di congestione dal Centro Nord al Nord, con addirittura 2700 h previste nel PNIEC. Tale evoluzione, oltre ad essere influenzata dallo spostamento dell'Umbria dalla zona di mercato Centro Nord a quella Centro Sud, dipende principalmente da due fattori: dalla considerevole crescita di installato rinnovabile concentrato soprattutto al Sud Italia, che determina un incremento dei flussi di energia da sud verso nord, e dalla riduzione dell'import dai paesi confinanti, dovuto al riallineamento del mix di generazione italiano e degli Stati limitrofi. Appare quindi evidente e prioritaria la necessità di aumentare la capacità di trasporto su tale sezione e più in generale su tutta la dorsale da Sud a Nord, coinvolgendo dunque anche le sezioni Sud - Centro Sud e Centro Sud - Centro Nord. Questo perché **soltanto 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 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 congestione rispetto a quelle registrate al 2019 sulla sezione Rossano-Sicilia. Ci è riconducibile principalmente al considerevole incremento sia di installato rinnovabile che di accumuli sull'isola, aumento che provocherà un'inversione della direzione su cui vengono registrate le congestioni maggiori: in particolare nello scenario 2030 BAU, in cui si prevede una crescita minima di RES e nessun nuovo accumulo, si registrano ancora congestioni predominanti nella direzione Calabria - Sicilia, nel 2030 PNIEC, in cui invece si ipotizza una crescita notevole di installato RES e l'introduzione di nuovi sistemi di accumulo, si riscontrano circa 800 ore di congestione nella direzione Sicilia - Calabria.

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 CO<sub>2</sub> considerati negli specifici scenari (come descritto nel Capitolo 3). Tuttavia possono fornire utili indicazioni sui trend previsti in termini differenziali.



In particolare, il PUN registra una lieve crescita in tutti gli scenari, con un incremento medio di circa il 15% fra il 2030 e il 2040 (vedi Capitolo 2 per il confronto con i prezzi attuali).

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

**Necessità di sviluppo**

5

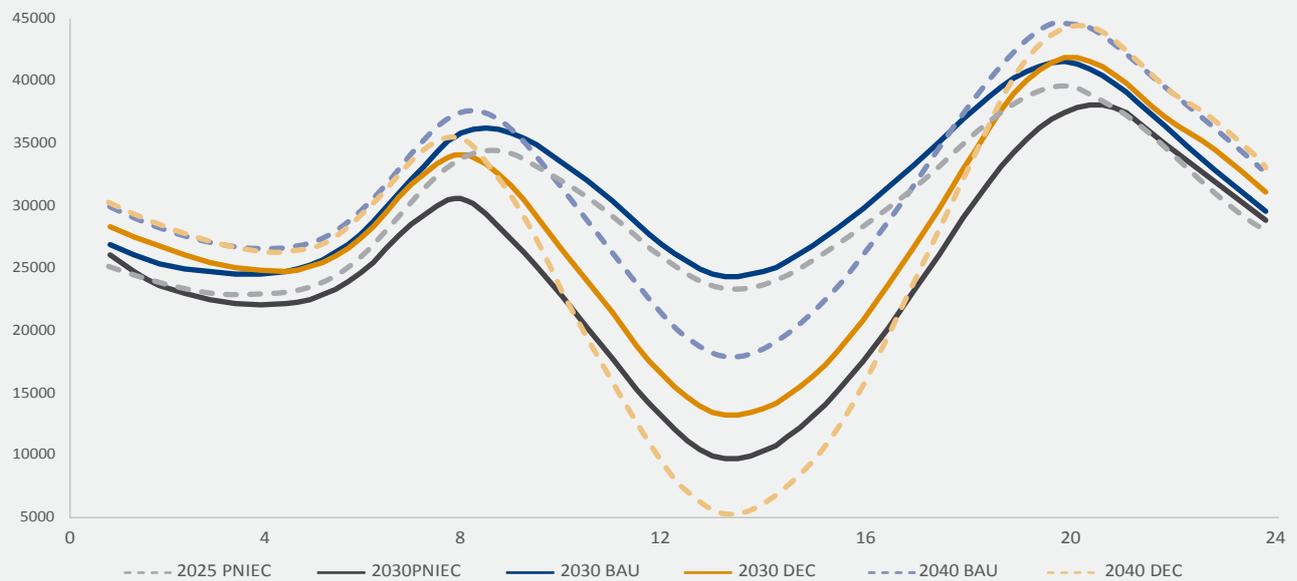
Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

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 durante l'intera finestra giornaliera, e la conseguente diminuzione del numero di ore di funzionamento degli impianti tradizionali è uno dei fattori alla base del progressivo decommissioning del parco termico convenzionale, con la dismissione di circa 15 GW di impianti termoelettrici in soli 5 anni (vedi Capitolo 2).

FIGURA 3 *Valore medio orario del fabbisogno residuo [MW]*



## 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 sue risorse per far fronte alle variazioni del carico e della generazione variabile. 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.

Un'infrastruttura di rete flessibile risulta di primaria importanza nell'ottica di garantire una sempre maggiore penetrazione della generazione da fonti rinnovabili, realizzando elevati livelli di sicurezza, efficienza e qualità del servizio.

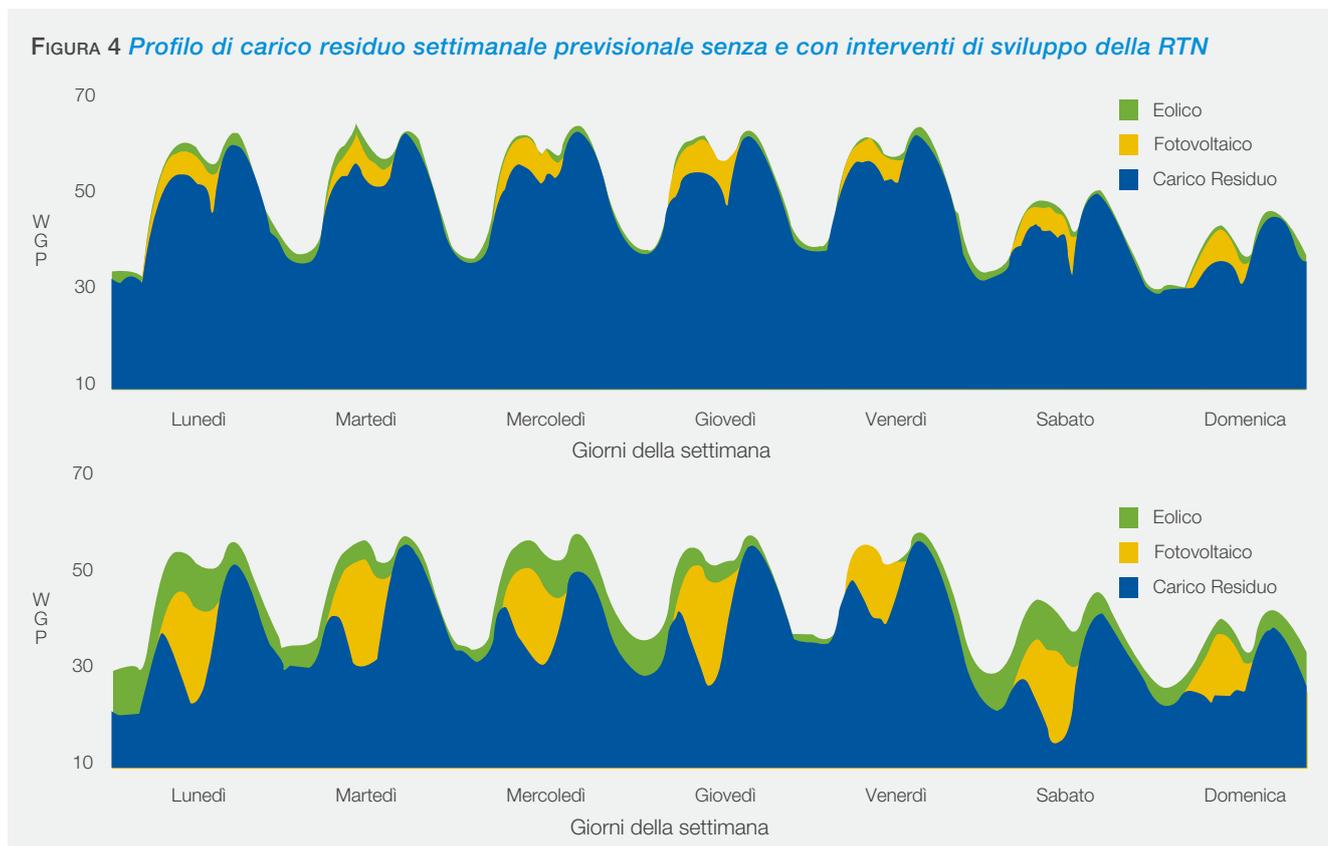
Infatti, come si nota in *Figura 4*, la presenza degli interventi di sviluppo favorisce l'integrazione della generazione rinnovabile non programmabile, garantendo pertanto una maggiore flessibilità di esercizio.

### 4.1.2.2 Inerzia del Sistema

Già ad oggi il Sistema Elettrico presenta 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 sia dei significativi trend di crescita della generazione rinnovabile non programmabile sia del progressivo decommissioning della capacità termoelettrica (*Figura 5*), in linea con quanto esposto nel Capitolo 3.

Pertanto, si rende più che mai necessario affrontare il tema della stabilità del sistema elettrico anche in fase di pianificazione, con l'obiettivo di intercettare, fornendo un'indicazione quantitativa, anche se aggregata, criticità relative alla stabilità di frequenza stante l'aleatorietà correlata a scenari di così lungo termine e il livello di approssimazione nei dati di partenza.



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 dall'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, per così dire "naturalmente" e prima dell'intervento delle logiche di controllo delle macchine.

Al verificarsi di uno sbilanciamento tra generazione e carico, la derivata della velocità di rotazione delle macchine e quindi della frequenza dipende dalla quantità totale di energia immagazzinata nelle masse rotanti sincrone che esprime l'inerzia del sistema. Quando l'inerzia del sistema è alta, una maggiore quantità di energia è presente nelle masse rotanti e la variazione di frequenza è più contenuta, per un dato disturbo, ed è questa una delle ragioni principali per cui si interconnettono le reti elettriche nazionali tra di loro.

L'inerzia di un turbo alternatore può essere espressa come:

$$H = \frac{J \omega_n^2}{2 S_n}$$

dove:

- $J$  è il momento d'inerzia del rotore della macchina rotante;
- $\omega_n$  la velocità angolare nominale (assunta costante),  $S_n$  la potenza apparente nominale della macchina;
- $H$  rappresenta la quantità di tempo per il quale un generatore può fornire la potenza nominale usando solo l'energia cinetica accumulata nelle masse rotanti, passando dalla velocità nominale alla velocità nulla, ed è espressa in secondi.

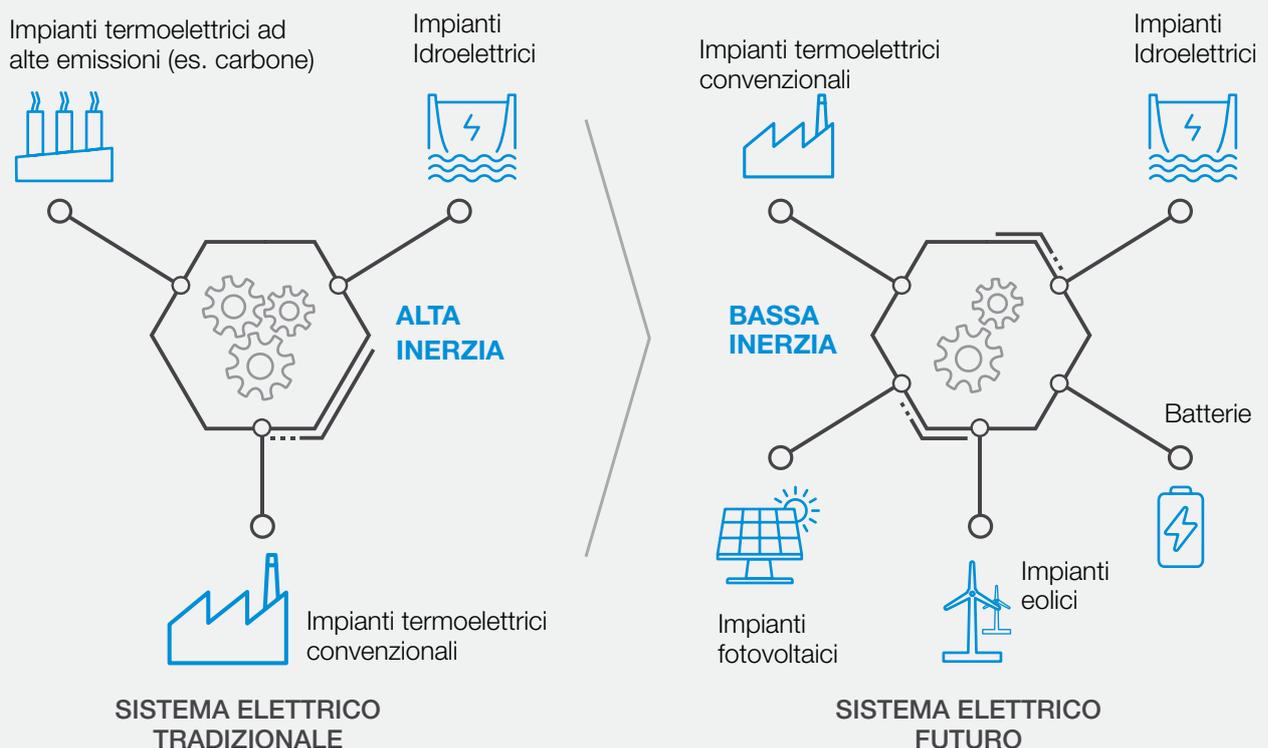
Il moto di ciascuna macchina rotante è governato dalla "swing equation":

$$\frac{d}{dt} \frac{J \omega_n^2}{2} = P_m - P_e$$

dove:

- $P_m$  è la potenza meccanica;
- $P_e$  è la potenza elettrica.

FIGURA 5 *Evoluzione del sistema*



Il primo membro dell'equazione rappresenta la derivata dell'energia cinetica accumulata nelle masse rotanti, funzione della costante di inerzia. Assumendo che il sistema presenti lo stesso valore della frequenza in ogni suo punto, tutte le unità possono essere aggregate in una singola unità, definendo la costante di inerzia dell'intero sistema come:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i S_{n,i}}{\sum_{i=1}^N S_{n,i}}$$

dove:

- $H_i$  rappresenta la costante di inerzia;
- $S_{(n,i)}$  la potenza nominale del generatore i-esimo;
- $N$  è il numero totale di generatori sincroni nel sistema.

Si può definire in questo modo l'energia cinetica del sistema sommando l'energia cinetica di ogni singolo generatore

$$E_k = \sum_{i=1}^N H_i S_{n,i}$$

La *swing equation* di un sistema di potenza con più generatori può essere espressa in modo aggregato come:

$$2 E_k \frac{df}{dt} = P_g - P_l$$

dove:

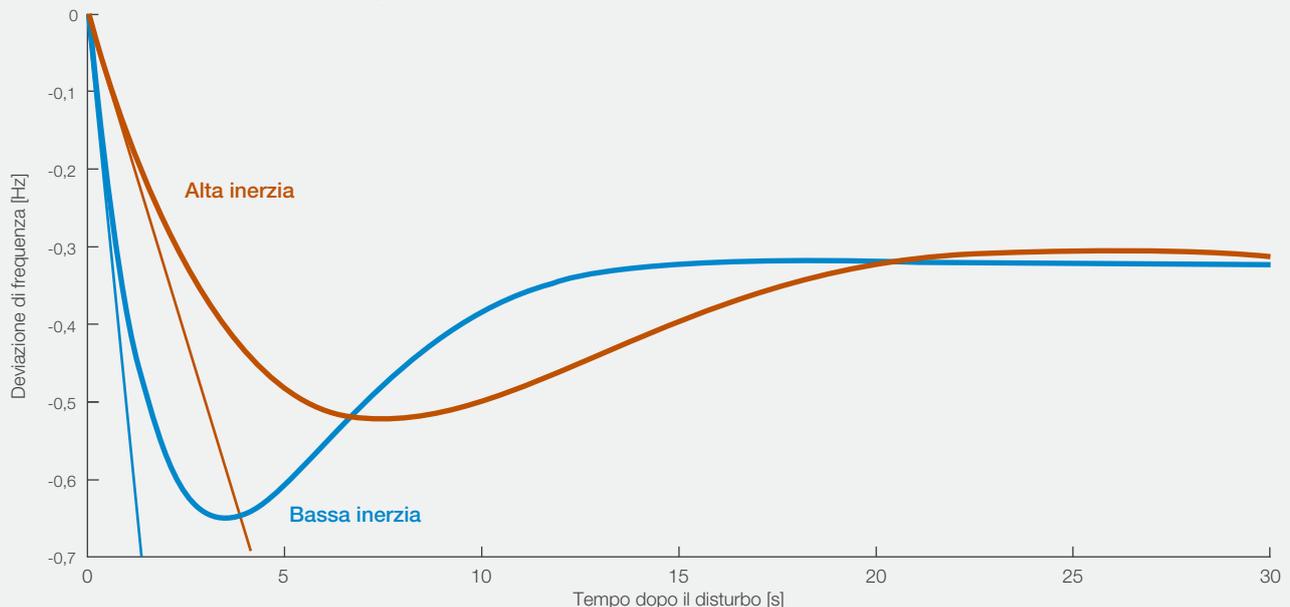
- $P_g$  è la potenza totale generata;
- $P_l$  è la potenza totale del carico;
- $\frac{df}{dt}$  rappresenta la derivata della frequenza.

La riduzione di inerzia influenza la stabilità di frequenza e il suo effetto può essere valutato 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 6*. La risalita della frequenza, a valle dello sbilanciamento, dipende dalla regolazione primaria.

**FIGURA 6** Risposta in frequenza per perdita di generazione nel caso di un rapporto pari a 3 tra alta e bassa inerzia con incidente pari a 0.1 pu della potenza del sistema



Fonte: Simulazioni Politecnico Torino, 2018

### 4.1.2.3 Potenza di cortocircuito

Lo sviluppo atteso della Generazione Distribuita pone delle sfide rilevanti sul Sistema Elettrico nella sua interezza quali: modifica strutturale dei flussi di potenza, regolazione della tensione, regolazione della potenza, condizioni di avviamento, rampe di presa di carico, interferenza col piano di alleggerimento, ruolo in riaccensione della rete a seguito di black-out. Questo paragrafo mira ad evidenziare gli aspetti correlati alla riduzione della potenza di cortocircuito e ai buchi di tensione perché da essi dipende la qualità del servizio e la capacità del sistema di superare disturbi su larga scala.

Nota che un sistema è tanto più sensibile al fenomeno delle microinterruzioni quanto più bassa è la sua potenza di corto circuito, nell'ultimo decennio si registra una progressiva crescita del fenomeno legata al peso crescente assunto dagli impianti fotovoltaici e al decommissioning del parco termico convenzionale.

La GD, nella quale sono predominanti gli impianti fotovoltaici, possiede una ridotta capacità di fornire corrente di cortocircuito. Essa è enormemente più bassa di quella fornita dai generatori rotanti convenzionali: mentre un generatore sincrono può erogare al massimo una  $I_{cc}^{11}$  di  $5 \div 6$  volte la corrente nominale, la  $I_{cc}$  degli inverter degli impianti FV tipicamente non supera il valore di 1,1 volte la corrente nominale. Ne consegue che la potenza di cortocircuito delle reti AAT ed AT si riduce progressivamente man mano che i generatori sincroni vengono soppiantati dalle nuove unità di generazione e, corrispondentemente, si allarga l'area del disturbo di tensione conseguente al guasto.

Un cortocircuito nella rete BT non produce effetti apprezzabili sulla tensione delle reti MT, così come un cortocircuito nelle reti MT è pressoché inavvertito nelle reti AT. La stessa cosa non può dirsi sugli effetti di un cortocircuito nelle reti AAT ed AT. Un guasto trifase nella rete a 380 kV non solo è avvertito in tutte le reti di livello inferiore situate nelle immediate vicinanze del punto di guasto ma ha effetti depressivi sulla tensione a chilometri di distanza e la propagazione dei disturbi generati è tanto più ampia quanto minore è la potenza di cortocircuito ( $P_{cc}$ ) nel punto di guasto.

Per verificare l'effetto in termini di potenza di corto circuito di un differente mix produttivo sono state condotte nel 2018 analisi secondo l'Allegato A8<sup>12</sup> del Codice di rete di Terna<sup>13</sup> e la CEI EN 60909-0 volte a rilevare la potenza di corto circuito e il profilo delle tensioni nei nodi della rete italiana a 380 kV e 220 kV a fronte di cortocircuiti trifase in determinati punti della rete.

Sono stati presi a riferimento due scenari:

- scenario 2008 con penetrazione delle FER ancora contenuta (capacità installata eolica circa 3,5 GW e capacità installata solare inferiore a 0,5 GW) ed elevata presenza del parco macchine rotanti convenzionali;
- scenario 2030 con un'elevata capacità produttiva del parco eolico e solare (circa 16 GW e 47 GW rispettivamente) ed ulteriore riduzione delle centrali termiche.

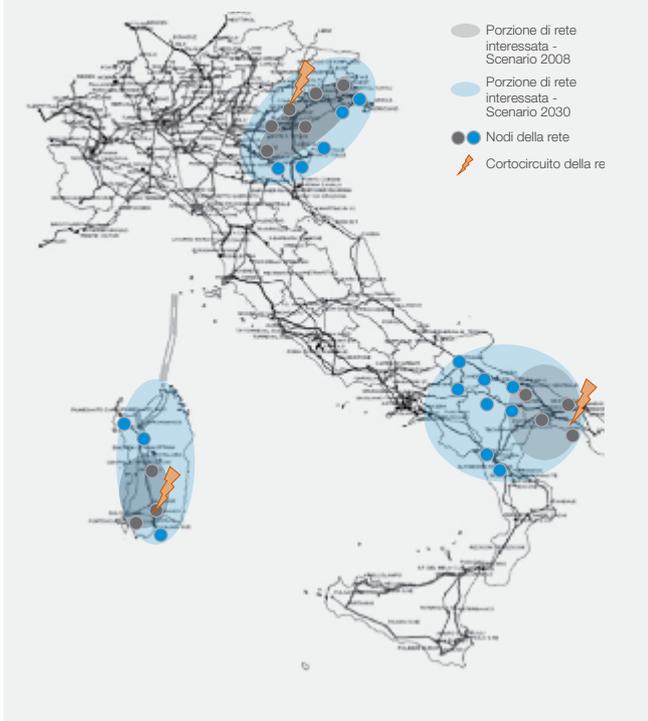
Al fine di non alterare il confronto nei vari scenari lo sviluppo atteso della rete non è stato incluso nel modello.

L'impatto del cortocircuito è stato esaminato dal punto di vista dell'estensione degli effetti, ovvero in base alla caduta di tensione provocata nei nodi al contorno del punto di applicazione. Si riportano i risultati relativi a tre casi significativi, diversi tra loro per ubicazione geografica:

- a) Cortocircuito trifase nel nodo a 220 kV di Villasor (Sardegna): passando dallo scenario 2008 allo scenario 2030 si rileva una riduzione generale del livello di tensione di guasto su tutta la rete isolana con riduzioni medie di oltre 20%  $V_n$  nelle stazioni periferiche dell'isola.
- b) Cortocircuito trifase nel nodo 380 kV di Galatina (Puglia): anche in questo caso il buco di tensione si allarga passando da uno scenario all'altro con spostamento del raggio di cortocircuito 80%  $V_n$  da nodi come ad esempio Taranto (scenario 2008) ad altri più lontani come ad esempio Matera (scenario 2030).
- c) Le caratteristiche della rete e l'evoluzione del sistema elettrico sono diversi nel nord Italia dove la maggiore magliatura delle linee e l'interconnessione con la rete europea attenuano le differenze tra le aree di cortocircuito negli scenari considerati. Il cortocircuito nella stazione elettrica di Sandrigo 380 kV ha un impatto sulle stazioni al contorno minore del cortocircuito in una stazione del sud Italia e con minore variazione tra gli scenari 2008 e 2030.

Nella *Figura 7* è schematizzato il confronto tra le aree in cui, su cortocircuito trifase, le tensioni si riducono tra il 60% e l'80%. I cerchi grigi rappresentano l'impatto del modello del 2008, mentre quelli azzurro rappresentano l'impatto di un cortocircuito in uno scenario ad alta penetrazione FER con orizzonte temporale 2030.

**FIGURA 7** *Aree di influenza Corto Circuito trifase: confronto scenario 2008 vs scenario 2030*



# Necessità di sviluppo infrastrutturale

## 4.2

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.

### 4.2.1 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 8](#).

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 9](#));
- elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide ([Figura 10](#)).

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 metereologici 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 11](#)) e di sezionatori motorizzati lungo la linea ([Figura 12](#));
- adeguamento di stazioni esistenti con congiuntori sbarre (di cui alla [Figura 13](#)).

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 14](#) e [Figura 15](#).

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 16](#).

FIGURA 8 *Potenziamento asset esistenti/ Realizzazione nuovi asset*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONI FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONI CONGESTIONI	CONNESSIONI RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONI 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		✓			✓	✓	
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-N	NORD-OVEST	Elettrodotto 220 kV Erzelli - Bistagno		✓					
165-N	NORD	Razionalizzazione rete 380 kV Brianza		✓		✓			✓
259-N	NORD-EST	Razionalizzazione rete AT Verona		✓					✓
441-N	CENTRO	Razionalizzazione rete AT Costa Marchigiana		✓					✓
442-N	CENTRO	Razionalizzazione rete AT S. Benedetto del Tronto		✓					
549-N	SUD	Razionalizzazione rete AT Golfo di Gioia Tauro		✓					✓
550-N	SUD	Razionalizzazione Rete AT Golfo di Santa Eufemia		✓					✓
552-N	SUD	Razionalizzazione rete AT tra Barletta e Bari		✓					✓
444-N	CENTRO-SUD	Stazione 220/132 kV Capannelle		✓					
349-N	CENTRO-NORD	Stazione 380 kV Piombino	✓	✓			✓		

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

**Necessità di sviluppo**

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

**FIGURA 9** 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 - Chiivani e Taloro - Nuoro 2	150	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa - Buddusò" e potenziamento rete AT in Gallura	707-P



FIGURA 10 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	Savona - Vado Ligure - der. Sarpom Quiliano	132	Soluzione allo studio	n.a.
	S. Rocco - Robilante - der. Italcementi	132	Soluzione allo studio	n.a.
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
Venezia	Bussolengo - Marcaria der. Air Liquide	220	Soluzione allo studio	n.a.
	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
Firenze	Piancastagnaio 2 - Acquapendente - der. Piancastagnaio 3	132	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS	311-P
	der. S. Lucia di Mentana	150	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	409-P
Roma	der. Unicem	150	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	409-P
	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
Napoli	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

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

**Necessità di sviluppo**

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

FIGURA 11 *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
	Ocava	Utente	132	7-P
	COLACEM	Utente	132	718-P
	Acc. Metalfar Erba	Utente	132	719-P
	Praoil Ponte Pietra a Pollein	Utente	132	23-P
Milano	Comital	Utente	132	718-P
	Acciaierie CALVISANO	Utente	132	719-P
	Frati	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	Valsabbia	Utente	132	116-P
	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
	Costalunga	Cabina Primaria	132	247-P
Firenze	Tregnago	Cabina Primaria	132	247-P
	Cailungo	Cabina Primaria	132	337-P
	Carteria Castelnuovo	Utente	132	344-P
	Castelnuovo Garfagnana	Cabina Primaria	132	344-P
	Fabbriche	Cabina Primaria	132	344-P
	Copparo	Cabina Primaria	132	344-P
	Grizzana RT	Cabina Primaria	132	342-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
	Pozzuoli	Cabina Primaria	60	721-P
Napoli	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 12 *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
	Tusciano - Salerno Nord	Magliatura RTN	60	721-P
	Salerno Nord - Nocera	Magliatura RTN	60	721-P

FIGURA 13 *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 14 *Installazione nuovi condensatori (batterie da 54 MVar)*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONI FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONI CONGESTIONI	CONNESSIONI RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONI 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 15 *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 16 *Interventi programmati ai fini della sicurezza*

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [KV]
Centro	STATCOM presso la stazione di Latina	FACTS	400
	STATCOM presso la stazione di Villanova	FACTS	400
	STATCOM presso la stazione di Galatina	FACTS	400
Sud	Collegamento C.le Edipower e Brindisi Pignicelle	Collegamento	400
	Compensatore Brindisi Pignicelle	Compensatori c.a. 500 MVar	400
	Compensatore sincrono presso la stazione di Maida e Matera	Compensatori c.a. 500 MVar	400
	Compensatore sincrono presso la stazione di Garigliano, Foggia	Compensatori c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Suvereto	Compensatori c.a. 250 MVar	400
	Compensatori sincroni presso le stazioni di Candia e Fano	Compensatori c.a. 250 MVar	400
	Compensatore sincrono presso la stazione di Villanova e Villavalle	Compensatori c.a. 250 MVar	400
Sardegna	Compensatore sincrono presso la stazione di Codrongianos	Compensatori c.a. 250 MVar	400
	Compensatore sincrono presso la stazione di Selargius	Compensatori c.a. 500 MVar	400

## 4.2.2 Interventi per la Decarbonizzazione

### 4.2.2.1 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 ad 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.

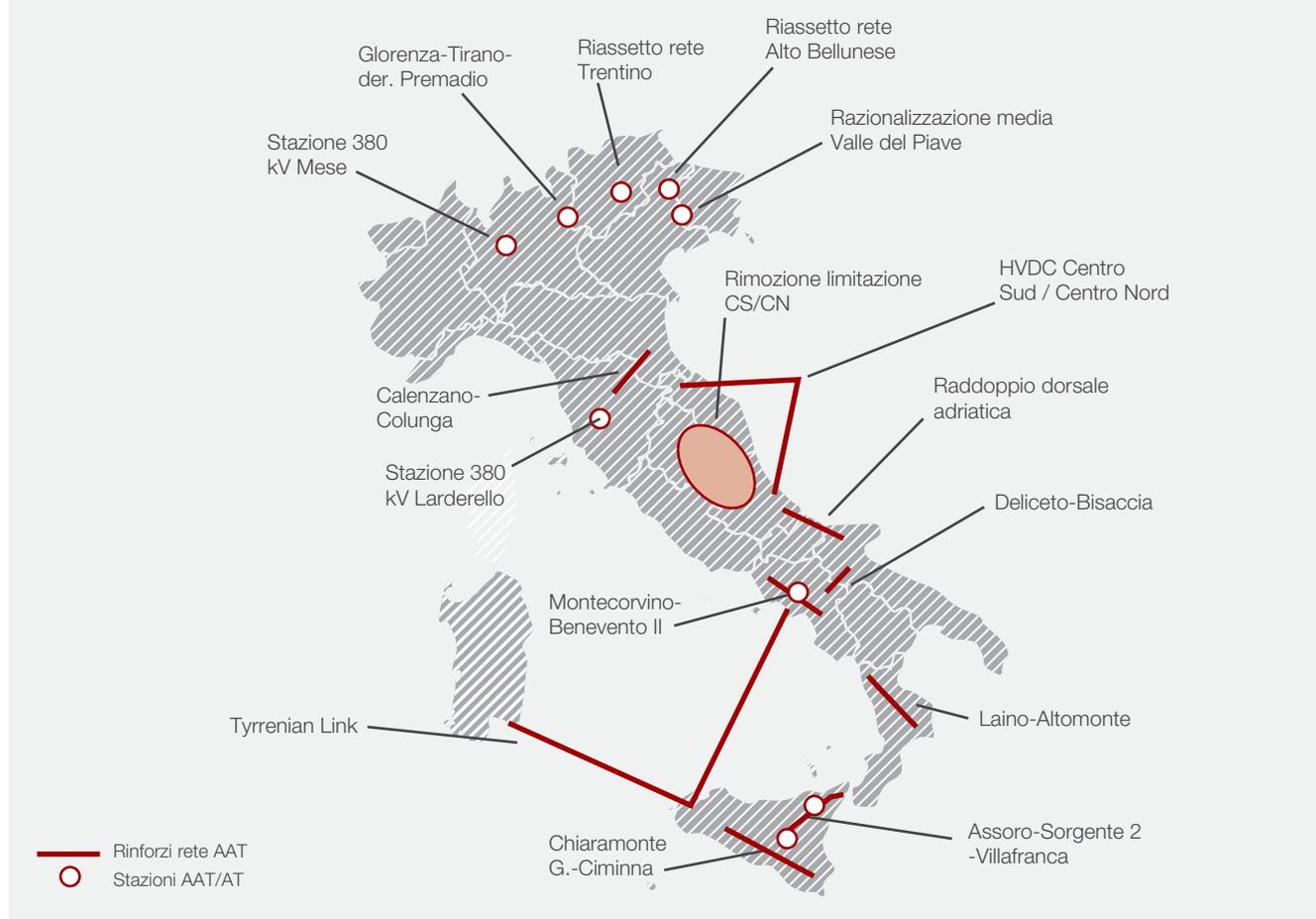
### 4.2.2.2 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT

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 17* ed elencati in *Figura 18*.

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 17** *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 18 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	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	✓	✓	✓	✓			
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-P	SICILIA	Elettrodotto a 380 kV Sorgente - Ciminna	✓	✓		✓			
616-P	SICILIA	Stazione 380 kV Vizzini (ex S/E 380 kV Mineo)	✓	✓					
723-P	SUD/SARDEGNA/SICILIA	Tyrrhenian Link	✓						
349-N	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 19) 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.

FIGURA 19 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sud)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONI FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONI CONGESTIONI	CONNESSIONI RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONI 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 Castrocucco - 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	Tyrrhenian Link	✓						
544-P	SUD	Riassetto rete AT area metropolitana di Bari	✓	✓				✓	
548-N	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 20).

FIGURA 20 *Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sardegna)*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO					INTEGRAZIONE RFI
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	
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	Tyrrhenian Link	✓					
727-N	SARDEGNA	Adeguamento SE Tula	✓	✓				
729-N	SARDEGNA	Adeguamento SE Nurri	✓	✓				✓
730-N	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 21).



FIGURA 21 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sicilia)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONI FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONI CONGESTIONI	CONNESSIONI RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONI 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-P	SICILIA	Elettrodotto a 380 kV Sorgente - Ciminna	✓	✓		✓			
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	Tyrrhenian Link	✓						
626-N	SICILIA	Nuovo elettrodotto 150 kV Vallelunga RT - SE Cammarata	✓	✓					

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 22).

FIGURA 22 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Centro e Centro-Nord)

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONI FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONI CONGESTIONI	CONNESSIONI RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONI 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/ CENTRO-NORD	HVDC Centro Sud - Centro Nord	✓			✓			
349-N	CENTRO-NORD	Stazione 380 kV Piombino	✓	✓				✓	

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 23). 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 24).

**FIGURA 23 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	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	Direttrice 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 24 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	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	✓	✓					

### 4.2.3 Interventi per Market Efficiency

Il presente paragrafo è dedicato all'individuazione degli interventi finalizzati all'integrazione dei mercati dell'energia.

Con la Delibera 884 del 2017 l'Autorità ha richiesto a Terna di redigere un Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione nazionale, definita come *“la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali”* (DCO 542/2017/R/EEL). Tali capacità di trasporto addizionale rappresentano l'obiettivo a cui il gestore deve tendere per uno sviluppo efficiente della rete.

I valori della capacità obiettivo sono stati deliberati dall'Autorità con successiva Deliberazione 698/2018/R/EEL del 20 Dicembre 2018.

#### 4.2.3.1 Interventi per la riduzione delle congestioni

##### 4.2.3.1.1 Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali

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.

In particolare, sulla base dell'analisi dei segnali provenienti dai mercati dell'energia (cfr. paragrafo 2.10.2), è prevista la realizzazione di alcuni interventi ai fini dello sviluppo della capacità di scambio interzonale (Figura 25).

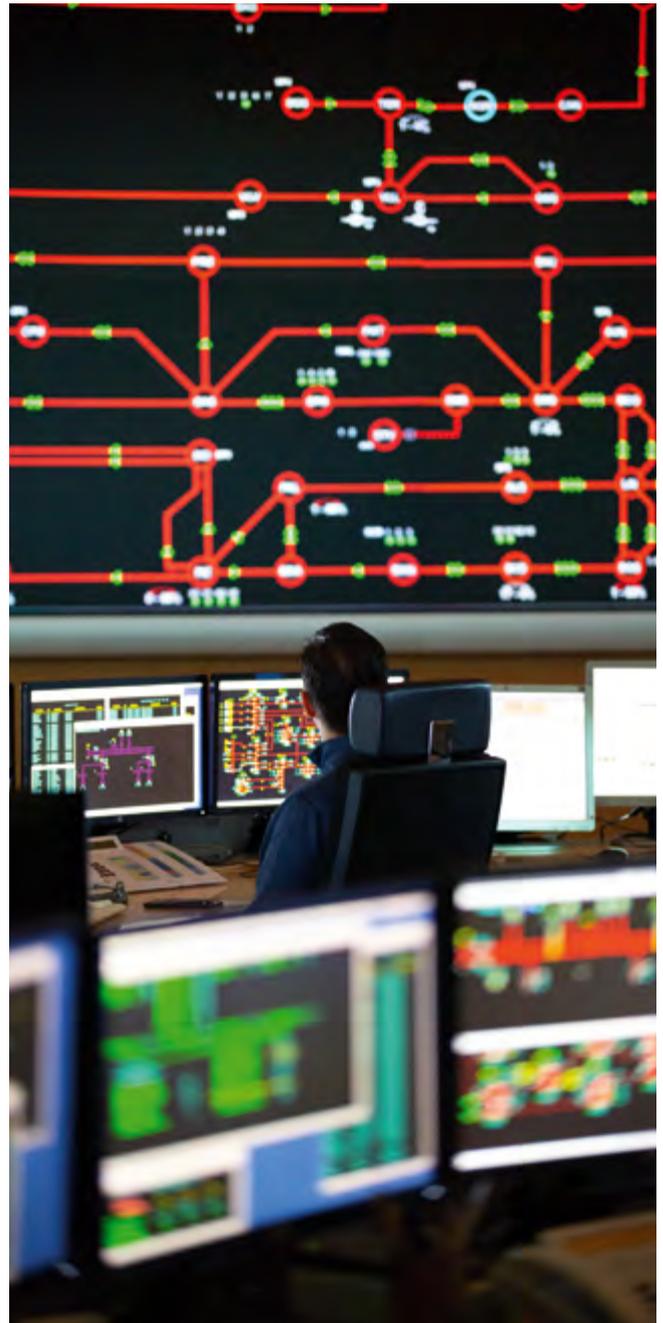
La sezione **Centro Nord-Centro Sud** conferma un numero significativo di ore di congestione nel medio/lungo termine in conseguenza soprattutto della riduzione dei vincoli di rete sulle sezioni Sud-Centro Sud e della disponibilità di nuove FER. Si conferma pertanto la necessità di rinforzare tale sezione 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-Avellino-Benevento” (506-P) funzionale alla risoluzione delle congestioni interzonali a Sud, oltre che a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili.

La sezione **Rossano-Sud** (futura sezione Calabria – Sud), con un numero di ore di congestione in leggero aumento rispetto al 2018, è interessata da:

- “Riassetto rete Nord Calabria” (509-P) che contribuisce alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano (futura zona Calabria) e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria.



La sezione **Sicilia – Rossano** (futura Sicilia – Calabria), sebbene le ore di gestione siano in diminuzione rispetto al 2018, 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.

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 25** *Interventi per la riduzione delle congestioni interzonal*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONE RFI
302-P	Centro-Nord	Elettrodotto 380 kV “Calenzano – Colunga”	✓	✓		✓		✓	✓
432-P	Centro-Nord/ Centro-Sud	Interventi di rimozione limitazioni Centro Sud – Centro Nord	✓	✓		✓			
402-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 380 kV “Foggia – Villanova”	✓	✓		✓			
505-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 380 kV “Deliceto – Bisaccia”	✓			✓			
506-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	✓	✓		✓			
509-P	Sud	Riassetto rete nord Calabria	✓	✓		✓			
501-P	Sicilia/Rossano	Elettrodotto 380 kV “Sorgente-Rizziconi”	✓	✓		✓			
723-P	Centro-Sud/ Sicilia/ Sardegna	Tyrrhenian Link	✓			✓			

**4.2.3.1.2** *Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali*

In conformità a quanto previsto dalla 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 26).

Dall’analisi dei segnali provenienti dai mercati per il servizio di dispacciamento (cfr. paragrafo 2.10.5), 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).

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.

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

**Necessità di sviluppo**

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

Nella Regione Siciliana è prevista la realizzazione dell'elettrodotto 380 kV "Chiamonte 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 26** *Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONE RFI
8-P	Nord-Ovest	Rimozioni limitazioni rete 380 kV area Nord-Ovest	✓	✓	✓	✓			
104-P	Nord	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia		✓		✓			
203-P	Nord-Est	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova		✓		✓	✓		
602-P/ 604-P	Sicilia	Sviluppo rete primaria 380-220 kV in Sicilia	✓	✓		✓			
603-P	Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Priolo"	✓	✓		✓			

#### 4.2.3.2 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In conformità a quanto 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 27*): la frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) e le frontiere con il Nord Africa, la Corsica e i Balcani, a fronte di un differenziale di prezzo che, in base alle previsioni attualmente disponibili, tenderà a mantenersi elevato.

A tal riguardo accordo, occorre considerare (*Figura 27*):

- 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 finali<sup>3</sup> 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;
- le linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009). 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.

<sup>3</sup> Titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW.

I potenziali benefici derivanti da un sistema energetico interconnesso non soddisfano un singolo obiettivo, ma trasversalmente contribuiscono al miglioramento complessivo del sistema elettrico (Figura 28).

In primis:

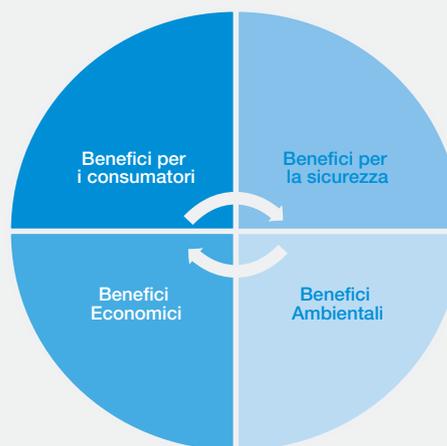
- i benefici per i **consumatori**: una maggiore integrazione del **mercato europeo**, permette una maggiore efficienza e rafforza la concorrenza attraverso l'utilizzo di risorse disponibili migliori e a minor costo;
- i benefici nella **sicurezza di fornitura** in scala nazionale ed Europea, attraverso 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 27 Sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero

INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO							
	INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONE RFI	SEN 2017
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	✓		✓					✓
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)			✓		✓			✓



FIGURA 28 Opportunità e benefici derivanti dall'incremento della capacità di interconnessione



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 CO<sub>2</sub> 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.

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 Europeo<sup>4</sup>.

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 714/2009).

#### 4.2.3.2.1 Capacità di interconnessione attuale

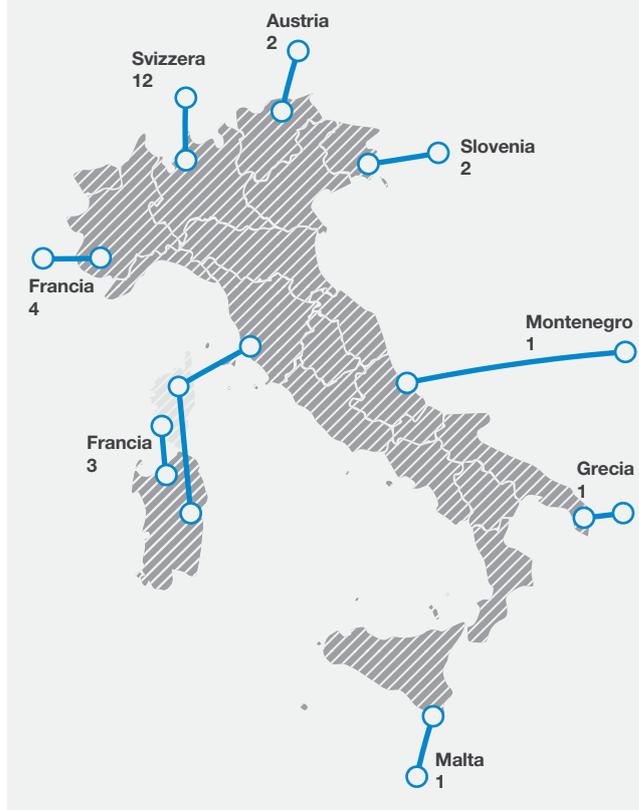
Come evidenziato sopra, allo stato attuale la capacità d'interconnessione italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del Paese (Figura 29), collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia e con il Montenegro.

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)<sup>5</sup> per l'anno 2020 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 30); 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 il 2020, determinando un aumento di 1200 MW in import e di 1000 MW in export.

Inoltre, in aggiunta a quanto evidenziato sulla frontiera Nord, è prevista per l'anno 2020 una nuova capacità di scambio NTC sulla frontiera Italia-Montenegro pari a 600 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 29 *Interconnessioni esistenti*



<sup>4</sup> [https://download.terna.it/terna/NTC%202020\\_8d7772fc7e78c82.pdf](https://download.terna.it/terna/NTC%202020_8d7772fc7e78c82.pdf)

<sup>5</sup> Al netto della connessione in antenna di Malta (collegamento in corrente alternata della capacità di 250 MVA).

FIGURA 30 *Capacità di scambio in import/export (2020)*

**Capacità di scambio in import**

PERIODO	FRONTIERA	IMPORT			
		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
Domenica	Montenegro	600	600	600	600
	Francia	2.995	2.995	2.470	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	EXPORT			
		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
Domenica	Montenegro	600	600	600	600
	Francia	1.160	1.160	1.055	1.055
	Svizzera	1.910	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	

4.2.3.2.2 *Progetti di interconnessione*

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 714/2009.

Nei seguenti paragrafi vengono forniti i dettagli e lo stato di avanzamento<sup>6</sup> delle principali opere di interconnessione che interessano le frontiere italiane.



<sup>6</sup> 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

#### 4.2.3.2.2.1 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 31).

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. Ad oggi è pianificata indicativamente al 2026.

Inoltre oggi è in fase di realizzazione il collegamento 132 kV Prati di Vize/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 Austria<sup>7</sup>;
- collegamento Italia – Francia, 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 aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

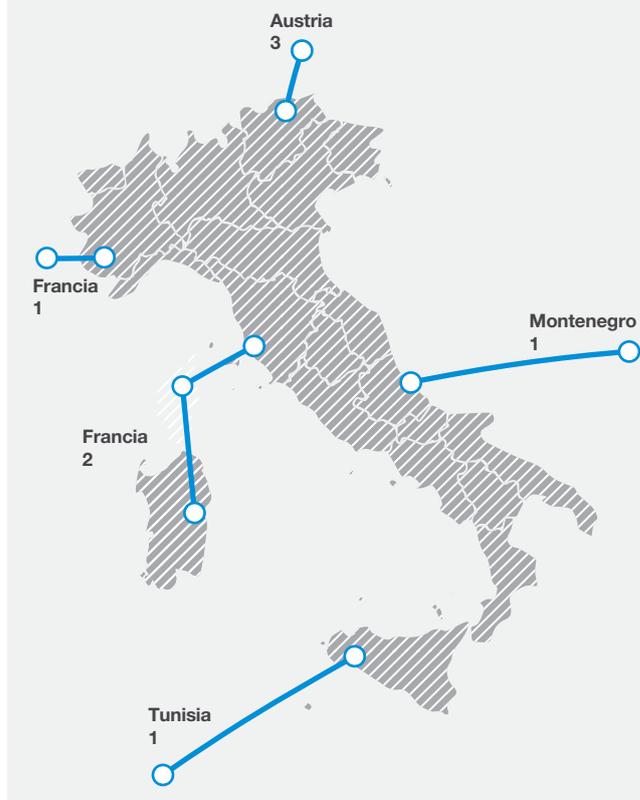
In aggiunta si possono menzionare:

- 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 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 31 **Progetti di interconnessione pianificati da Terna**



<sup>7</sup> Da valutazioni attualmente in corso tale progetto potrebbe rientrare nella categoria progetti di interconnessione ex-Legge 99/09

**4.2.3.2.2.2 Principali progetti di interconnessione ex-Legge 99/09)**

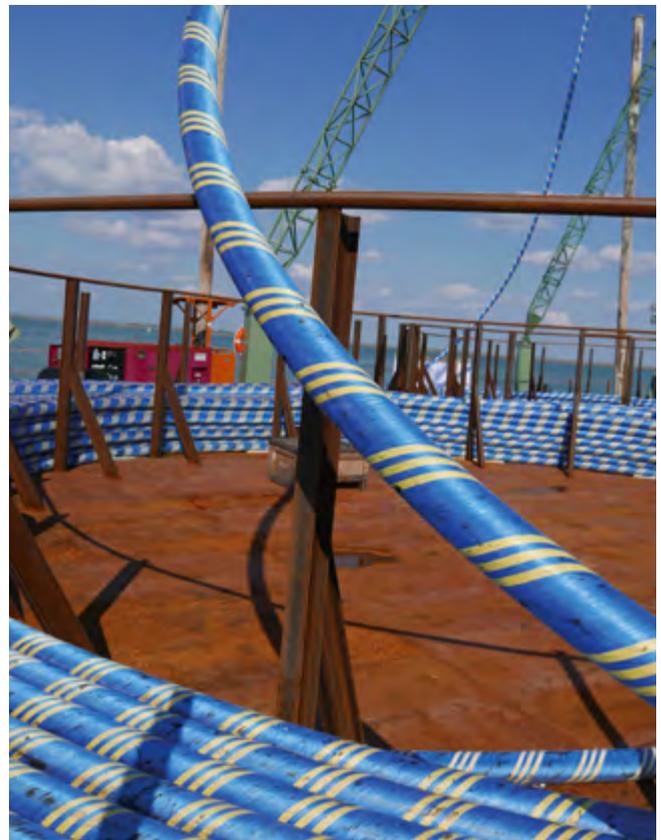
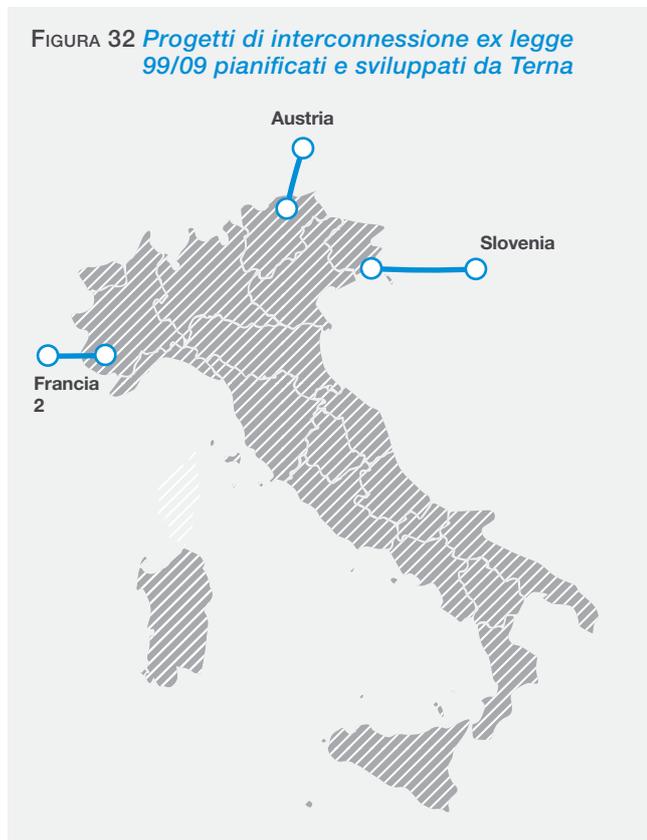
Nel 2009 in attuazione a quanto previsto dalla legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all'articolo 32, Terna ha individuato, in stretta collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, nuovi possibili progetti di interconnessione, finanziati da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge.

In particolare, i progetti d'interesse (Figura 32) sono:

- il collegamento HVDC Piossasco-Grand'Ille, autorizzato con Decreto N.239/EL -177/141/2011 del 07/04/2011 e EL-177/VL del 5/8/2016: l'intervento consiste di un collegamento in cavo terrestre ad altissima tensione in corrente continua (HVDC), di potenza nominale 2x600 MW, tra le due stazioni elettriche di Piossasco e Grand'Ille, rispettivamente lato Italia e lato Francia
- 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.

**FIGURA 32 Progetti di interconnessione ex legge 99/09 pianificati e sviluppati da Terna**



#### 4.2.3.2.2.3 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. 714/2009.

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 714/2009 e nel Codice di Rete (vedi Capitolo 1 par. 1.2.1).

Nella [Figura 33](#) 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 33** Progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private – dettagli

FRONTIERA	PROGETTO	SOCIETÀ	AC/DC	TENSIONE [KV]	POTENZA [MWA]	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 entra-esce sulla futura line "Prati di Vize- Steinach"
Italia-Austria	Tarvisio-Arnoldstein	ENECO VALCANALE S.R.L.	AC	132	160	In antenna su CP Tarvisio
Italia- Albania	Manfredonia -Kallmet	BIOPOWER GREEN ENERGY SH.P.K.	DC	500	1000	In antenna su nuova stazione in doppio entra-esce sulle linee 380 kV "Andria-Foggia" e "Bari Ovest-Foggia"

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) 714/2009:

- 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 13 novembre al 2 dicembre 2019, 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 34** 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 714/2009 e dell’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio.

FIGURA 34 Sintesi esiti del processo di consultazione merchant line

	# Progetti per i quali è stata inviata risposta <sup>1</sup>	8			
	Esenzione TPA (Third-party Access)	Sì 2		No 6	
	Stato	Porzione in Italia		Porzione all'estero	
		In autorizzazione	3	Pianificato	2
		Autorizzato	5	In autorizzazione	4
				Autorizzato	2
	Criticità/Ritardi	Autorizzativi	1	Autorizzativi	3 <sup>2</sup>
		Realizzativi	0	Realizzativi	2
	Capacità di trasporto incrementale/anno	2022	2023	2025	2026
		+0,44 GW	+0,7 GW	+1,0 GW	+1,0 GW
	Nazioni interessate	+0,3	+0,3	+1,0	+1,0
		Slovenia	Austria	Tunisia	Tunisia
		+0,1	+0,15		
		Svizzera	Francia		
		+0,04	+0,25		
	Francia	Svizzera			

Note: (1) Su un totale di 14 progetti totali tracciati da Terna; (2) Di cui 3 per disallineamento normativo dell’iter autorizzativo tra Italia e il Paese estero

#### 4.2.3.2.3 Impatto sul sistema dell'incremento della capacità di interconnessione

Di seguito è descritto il potenziale impatto dei progetti d'interconnessione precedentemente descritti (Figura 35).

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.

In particolare, tra i principali interventi previsti nel PdS che impattano sulla frontiera dell'area Nord si ricorda la nuova stazione 380 kV di Mese, la rimozione della derivazione rigida presso l'impianto 220 kV di Premadio e l'elettrodotti 380 kV "Cassano – Chiari".

Tali rinforzi, ai quali si aggiungono gli interventi nella regione Siciliana (elettrodotto 380 kV "Chiaromonte – Gulfi – Ciminna" e "Paternò – Pantano – Priolo") condizionano lo sviluppo di tali potenziali iniziative di interconnessione nell'area del Bacino Mediterraneo, tra cui ad esempio l'interconnessione Italia-Tunisia.

#### 4.2.3.2.4 Valutazione progetti di interconnessione

Elemento fondamentale è la valutazione dei benefici connessi alla realizzazione di tali progetti. La stima dei benefici, insieme con quella del costo, fornisce un'indicazione dell'effettiva profittabilità del progetto 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 nel contempo nel Piano di Sviluppo della RTN.

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, al contrario del PdS, che al momento viene redatto annualmente. 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, approvata il 27 Settembre 2018 dalla Commissione Europea ACER.
- **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.

FIGURA 35 **Impatto sulla RTN dei progetti di interconnessione**



#### 4.2.4 Interventi per la Sostenibilità Sistemica

Nell'ottica di una pianificazione sostenibile Terna guida il processo di transizione energetica promuovendo un'evoluzione del sistema elettrico che possa allo stesso tempo favorire 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.



1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

**Necessità di sviluppo**

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

La **Figura 36** presenta la lista dei principali interventi che sono stati pianificati al fine di favorire un impegno sempre crescente in questa direzione.

**FIGURA 36** *Principali interventi per l'incremento della sostenibilità*

AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO							
		INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCONNESSIONI	RISOLUZIONE CONGESTIONI	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA	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)"		✓			✓			
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		✓				✓		

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 interrate;
- per le linee in corrente alternata, la possibilità di interrimento verrà valutata da Terna caso per caso tenendo conto di alcuni significativi parametri tecnici di riferimento.

La [Figura 37](#) 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'interrimento inversamente proporzionale al livello di tensione ([Figura 37](#)).

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.



1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

**Necessità di sviluppo**

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

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 37 **Criteria di pianificazione e di indirizzo per la tecnologia aereo/cavo**



**Tecnologia e livello di tensione**

	DC OHL   UGC	400 kV OHL   UGC	220 kV OHL   UGC	150-132kV OHL   UGC
<b>Capacità Trasmissione</b>	↑ Stazioni conversione AC/DC customizzate alla capacità nominale OHL/UGC	↑ ↓ Limiti di massima capacità nominale di UGC richiedono più cavi in parallelo	↑ → Limiti di massima capacità nominale di UGC non impattano significativamente standard OHL	↑ ↑ UGC e OHL hanno simili valori capacità nominale
<b>Affidabilità &amp; resilienza</b>	→ ↑ Guasti transitori su OHL impatta la tecnologia DC	↑ ↓ Resilienza UGC per eventi climatici estremi vs. elevati rischi indisponibilità	↑ → Resilienza UGC per eventi climatici estremi vs. rischi indisponibilità	↑ ↑ UGC in reti magliate consente diversificaz. tecnologica e migliora risposta sistema a eventi climatici estremi
<b>Costi investimento</b>	↑ → Minori costi di soluzioni OHL vs. tecnologia/performance sistemi DC	↑ ↓ UGC impatta significativamente i costi di investimento	↑ → UGC impatta i costi di investimento	↑ ↑ UGC impatta marginalmente i costi di investimento
<b>Realizzazione/ Fattibilità</b>	↑ → Rilevanti estensioni lineari vs. soluzioni realizzative su autostrade/viadotti/tunnel	↑ → UGC presenta maggiori complessità per lavori civili (site specific)	↑ ↑ UGC presenta limitate complessità per lavori civili (site specific)	↑ ↑ Complessità lavori civili per UGC gestite durante la progettazione
<b>Esercizio rete</b>	→ → Guasti transitori su OHL confrontabili a guasti permanenti su cavi	↑ ↓ Guasti UGC e lunghi tempi di ripristino implica prolungati rischi di indisponibilità di rete	↑ → Guasti UGC e tempi di ripristino valutati caso per caso (site specific)	↑ ↑ Guasti UGC e tempi ripristino gestiti in reti magliate (site specific)
<b>Aspetti Ambientali/ Visual Amenity</b>	→ → Impatto lavori civili per UGC vs. impatto visibilità OHL	↓ → Rilevante impatto lavori civili di UGC in doppia terna vs. impatto e Visual Amenity OHL	↓ ↑ Impatto lavori civili di UGC vs. impatto e Visual Amenity OHL	→ ↑ Ridotto impatto lavori civili di UGC vs. impatto e Visual Amenity OHL

Possiamo senz'altro affermare che l'elemento cruciale sarà la valutazione della sostenibilità complessiva di ciascun intervento, che include anche la valorizzazione del beneficio ambientale associato ad interventi di razionalizzazione che utilizzano cavi interrati e/o riassetti rete.

**Esempi di pianificazione sostenibile**

**a) Stazione 380 kV Magenta**

Legenda:

— Dismissioni

— El. 220 kV aereo

--- El.132 kV cavo

— El. 380 kV aereo

— El.132 kV aereo



Aspetto 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"

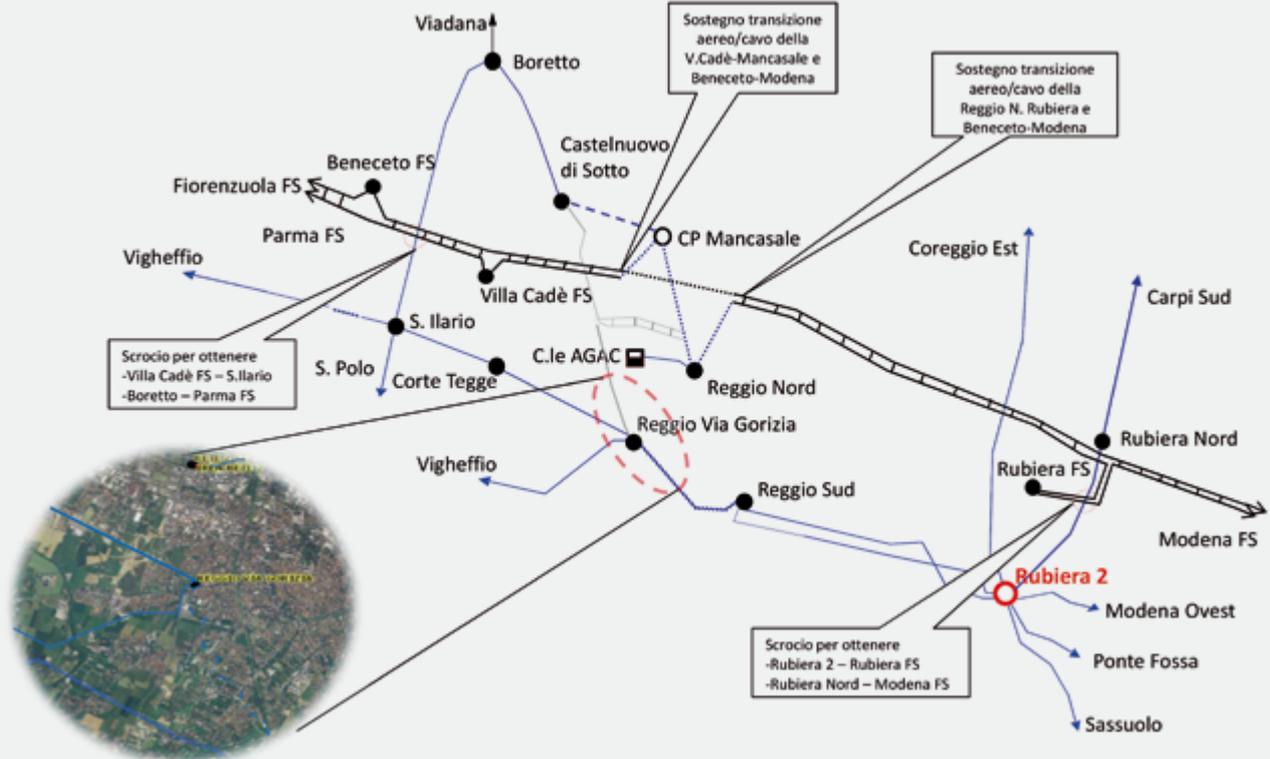


Variante elettrodotto 132 kV "Candia – S.Martino in XX"

## c) Razionalizzazione rete 132 kV area di Reggio-Emilia

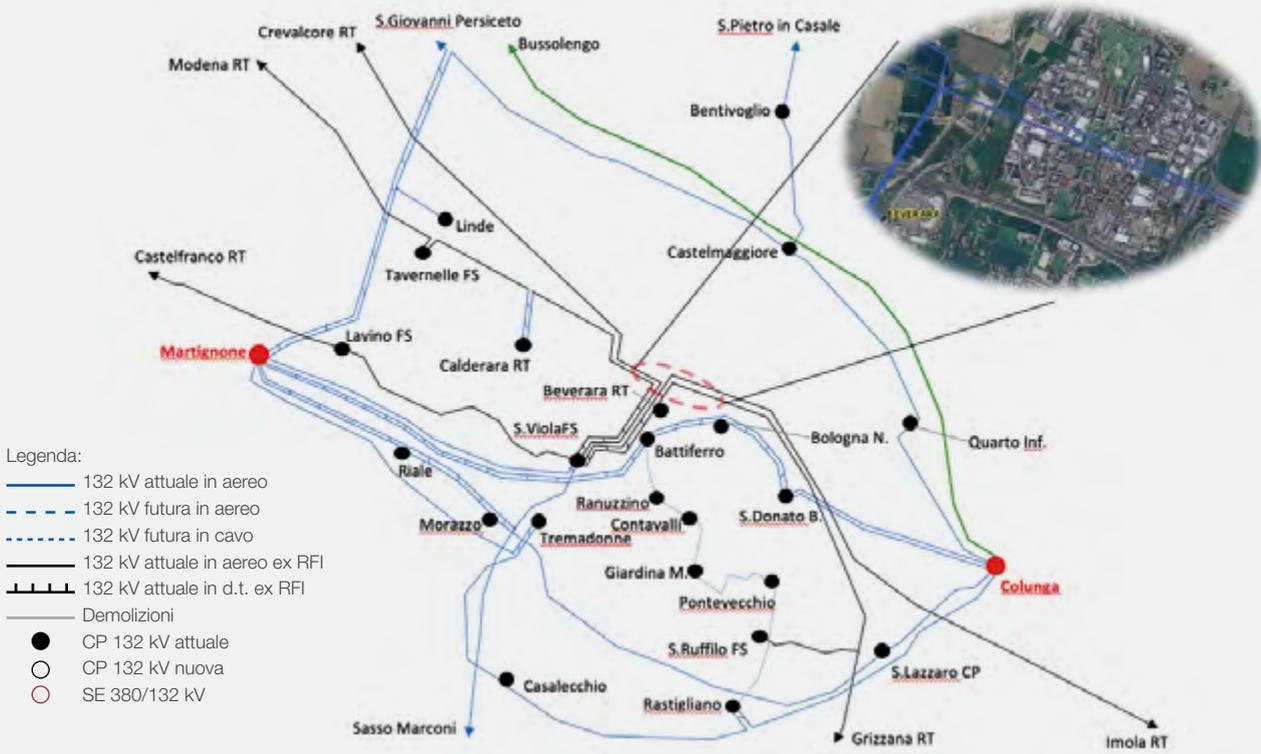


## Assetto attuale

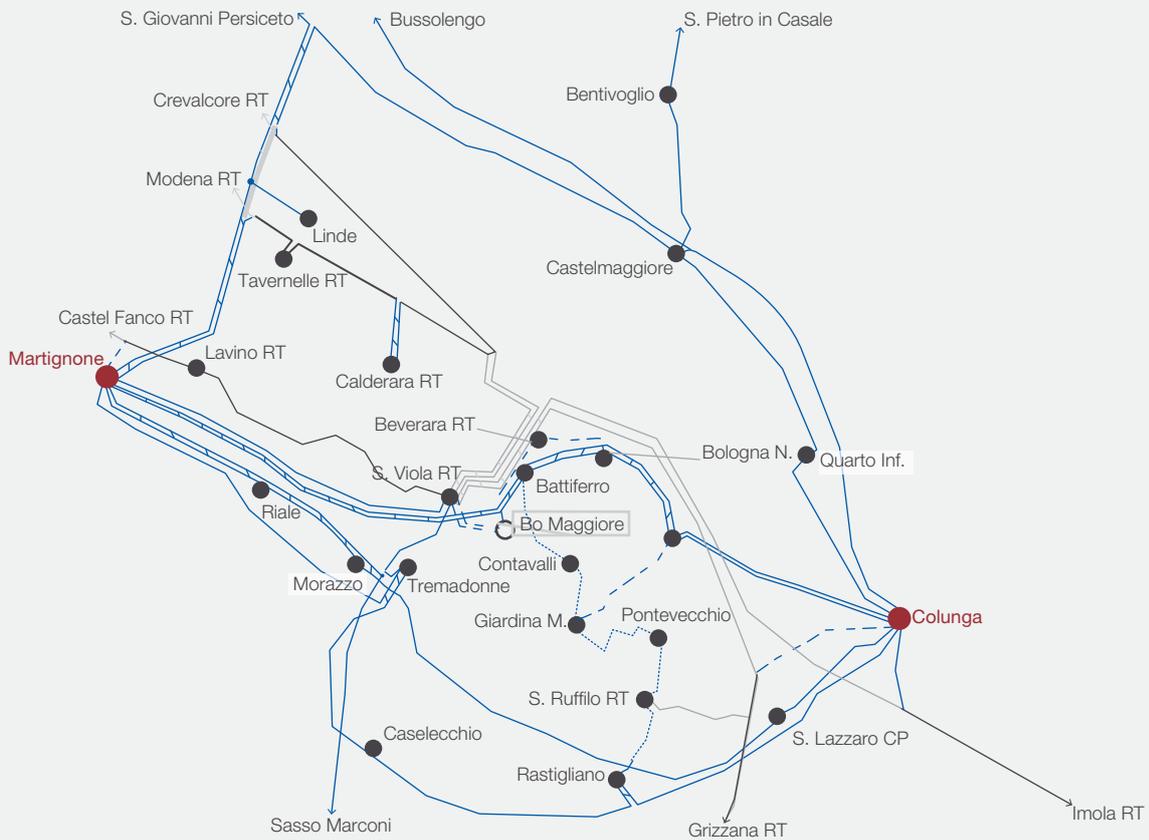


## Interramento elettrodotti 132 kV in aree urbanizzate

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 38).

FIGURA 38 *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'individuazioni di varianti che consentiranno una migliore integrazione dell'intervento con il territorio in cui si colloca.

FIGURA 39 *Linee aeree e in cavo realizzate ex novo e oggetto di riutilizzo (% su km di realizzazione totali)*

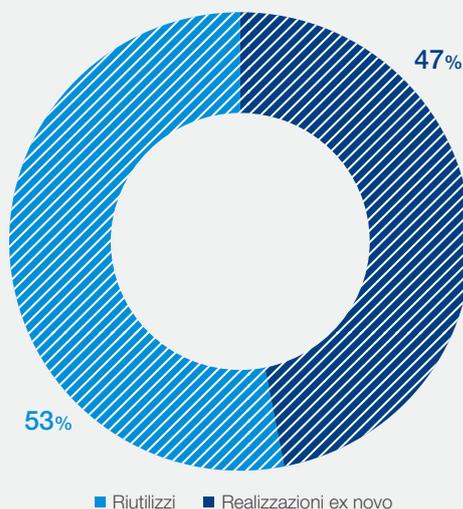


FIGURA 40 *Dettaglio delle nuove linee in cavo realizzate ex novo in cavo (e % su km totali – aereo/cavo - realizzati ex novo)*

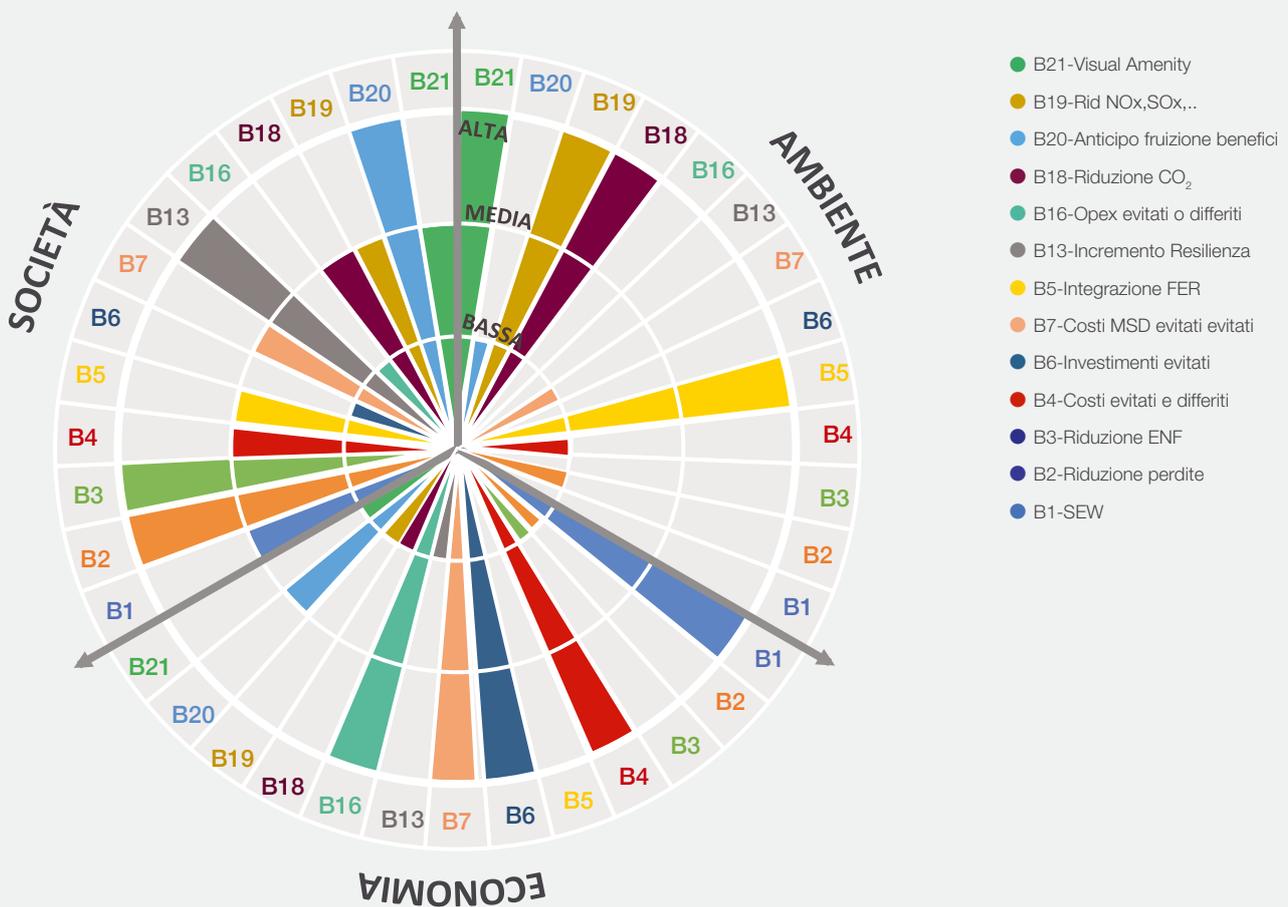
LIVELLO DI TENSIONE	%
>380 kV	23%
380 kV	6%
220 kV	3%
≤150 kV	18%
Totale	50%

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 2020 è previsto che sul totale dei km di linee realizzati comprensivi dei nuovi interventi, circa 55% consista in riutilzi di corridoi infrastrutturali già esistenti, mentre il 45% sia realizzato ex novo (Figura 39). Per quanto concerne le nuove realizzazioni, nel piano di sviluppo è previsto che più della metà sia costituito da linee in cavo (Figura 40).

In generale, è prerogativa del gestore di rete la realizzazione di uno sviluppo baricentrico rispetto al tripode economia, società e ambiente. Nell'ambito della pianificazione di lungo periodo, un intervento può contribuire in misura differente a questi tre pilastri su cui si fonda la sostenibilità sistemica (Figura 41).

FIGURA 41 **Sostenibilità sistemica degli interventi di piano**



1

| La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

| Lo stato del sistema elettrico

3

| Scenari

4

| **Necessità di sviluppo**

5

| Nuovi sviluppi

6

| Benefici per il sistema

# Piano minimo di realizzazioni

# 4.3

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 PdS 2020, ad un periodo temporale che va dal 2020 al 2022.

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 42* sono riportate le opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti e che sono state completate nel 2017, nel 2018 e nel 2019. In *Figura 43*, sono riportate invece gli interventi e le opere la cui realizzazione è prevista nel triennio 2020-2022.



FIGURA 42 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 ENTRATE IN ESERCIZIO [M€]	ENTRATA IN ESERCIZIO/ ULTIMAZIONE LAVORI PREVISTI
VENETO	O-NPR1-11a	224-P	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	Riclassamento a 132 kV della linea 60 kV "Schio – Arsiero"	12,7	dic-19
CAMPANIA	O-NPR1-12b	516-P	Interconnessione isole Campane	Cavo 150 kV "Capri - Sorrento"	38,1	dic-19
TRENTINO ALTO ADIGE	O-NPR1-15a	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize (IT) – Steinach (AT)	Sezione 132 kV Stazione Brennero	1,2	dic-19
LOMBARDIA		145-P	Stazione 220 kV Grosotto		2,9	mag-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	5,2	dic-19
ABRUZZO		401-P	Interconnessione Italia-Montenegro	Italia-Montenegro Staz. Conv. TIVAT	102,9	dic-19
				HVDC Italia - Montenegro - VAS e Sviluppo	0,2	dic-19
				Interconnessione Italia-Albania/Montene	6,1	dic-19
				Costi per AEEG Interconnessione Italia	10,1	dic-19
				Italia-Montenegro - Cavo lato Italia	268,5	dic-19
				Italia-Montenegro - Cavo lato Montenegro	80,5	dic-19
				Italia-Montenegro CEPAGATTI AC/DC Stazi	70,3	dic-19
				Interconnessione Italia - Albania - Stu	1,5	dic-19
			Concertazione Italia - Albania/Monteneg	1,5	dic-19	
LIGURIA		10-P	Rinforzi 132 Kv Area Metropolitana di Genova	Potenz. Molassana-Canevari	7,6	dic-19
PUGLIA		512-P	Stazione 380 - 150 kV di Paolo del Colle	El. 150 kV in cavo "Paolo del Colle - Bari Termica"	14,8	ott-19
PUGLIA		519-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia	Potenziamenti Valletta, Castrignano, San Cosimo, Casarano, Francavilla, Grottaglie	7,0	lug-19;dic-19
VENETO		214-P	Elettrodotto 132 kV Area Nord Ovest di Padova	Cavo Brentelle-Bassanello	7,6	dic-19
LOMBARDIA		147-P	Elettrodotto 132 kV Verderio - Ciserano	Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Ciserano-Dalmine CP	1,7	lug-19
SARDEGNA		707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	Nuova stazione RTN in adiacenza alla CP S.Teresa.	1,1	dic-19
TRENTINO ALTO ADIGE		236-P	Stazione 220kV Cardano	Stazione 220kV Cardano e raccordi 132 kV	2,0	ott-19
CAMPANIA	I-NPR1-2a	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Cavo 150kV Capri - Torre Centrale	62,2	27/06/17
	I-NPR1-2b			Stazione 150 kV Capri	19,0	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	9,6	19/12/18
SICILIA	I-NPR1-4a	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	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
	I-NPR1-4c			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
FRIULI VENEZIA GIULIA	I-NPR1-5a	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	79,6	28/07/2017 01/10/2017
	I-NPR1-5b			Stazione 380/220 kV Udine Sud	25,4	10/08/17
	I-NPR1-5c			Interventi in stazione Redipuglia	3,5	01/10/17
	I-NPR1-5d			Interventi in stazione Udine Ovest	1,7	28/07/17
	I-NPR1-5e			Variante elettrodotto 220 kV Udine Sud - Acciaierie Bertoli Safau	1,2	11/08/17
	I-NPR1-5f			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	7,8	01/10/17
ABRUZZO- MOLISE- PUGLIA	I-NPR1-6a	402-P	Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi	Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi	111,2	31/01/16
	I-NPR1-6b			Stazione 380 kV Villanova	40,6	28/12/17
	I-NPR1-6c			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	6,8	31/01/16

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

**Necessità di sviluppo**

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

REGIONE	CODICE DI RIFERIMENTO DLB 579/17	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE ENTRATE IN ESERCIZIO [M€]	ENTRATA IN ESERCIZIO/ ULTIMAZIONE LAVORI PREVISTI
SICILIA	I-NPR1-7a	603-P	Elettrodotto 380 kV Melilli - Priolo	Stazione 380 kV Melilli	23,5	29/04/17
	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	57,3	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	36,3	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	15/04/18
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	06/02/017
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 Fusinieri 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	22,5	29/11/18
	O-NPR1-10b			Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	33,4	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	21,7	03/11/18
	O-NPR1-17c			Stazione 380/150 kV Benevento III	6,8	31/05/18
	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	20,1	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	Rimozioni 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-NPR1-14b			Rimozioni limitazioni di portata elettrodotto 380 kV "Vignole - Vado"	10,7	31/10/18
	O-NPR1-14d			Adeguamento SE Rondissone	1,6	01/12/17

FIGURA 43 Progetti rilevanti con entrate in esercizio nel periodo 20-22

REGIONE	CODICE DI RIFERIMENTO DLB 579/17	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA PREVISTA	VALORE ENTRATE IN ESERCIZIO [M€]	DATA ATTESA REALIZZAZIONE OPERA
CAMPANIA	O-NPR1-2a	504-P	Riassetto penisola Sorrentina	Nuova SE 220/150 kV di Scafati	16,0	dic-20
	O-NPR1-2b			Raccordi 220 kV "S. Valentino – Torre"	0,7	dic-20
	O-NPR1-2c			Raccordi linea 150 kV Scafati – S. Giuseppe 2	0,4	dic-20
CAMPANIA	O-NPR1 - 12a	504-p/516-p	Cavo 150 kV "Capri - Sorrento" e nuova SE di Sorrento	Nuova SE 150 kV Sorrento	13,0	giu-20
LOMBARDIA	O-NPR1-5a	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Ampliamento della SE 220 kV Tavazzano	2,1	giu-20
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	19,8	giu-20
LOMBARDIA		113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Razionalizzazione Lodi	7,9	dic-20
ABRUZZO		402-P	Elettrodotto a 380kV Foggia-Gissi-Villanova	Villanova SPS	7,4	dic-20
CAMPANIA		533-P	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta	3,6	dic-20
VENETO		203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Cavo 220kV Staz.IV-Malcontenta cd Staz V	10,9	dic-20
TOSCANA		302P	Elettrodotto a 380kV Colunga-Calenzano	EI 380 kV "Bargi-Calenzano"-Var. Carraia	3,4	dic-20
SARDEGNA		716-P	Stazione 150kV Nuraminis	SE NURAMINIS - Smistam. 150 kV	7,3	dic-20
				Raccordi 150kV Nuraminis	0,3	dic-20
TRENTINO ALTO ADIGE	O-NPR1-15b	208-p	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizze (IT) – Steinach (AT)	Nuova SE Brennero con PST 132/110 kV	22,5	giu-20
CAMPANIA		514-P	Riassetto rete a 220kV città di Napoli	Cavo 220 kV Direzionale - Castelluccia	9,1	dic-20
				Cavo 220 kV Castelluccia-S. Sebastiano	13,7	dic-20
				EI 220 kV "CP Astroni-SE Fuorigrotta"	7,8	dic-21
LAZIO		409-P	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	EI. 150 kV Fiano - Nazzano	5,4	dic-21
SARDEGNA		706-P	Elettrodotto 150kV Fiumesanto-Porto Torres	Predisposizione nuovo collegamento "Fiume Santo – P.Torres"	6,5	dic-21
EMILIA ROMAGNA		323P	Rete AT area di Modena	Elettrodotto 132 kV Modena Nord - Modena	6,1	dic-21
LOMBARDIA	O-NPR1-9a	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Raccordi 220 kV Agnosine	3,3	dic-22
	O-NPR1-9b			SE 220 kV Agnosine	29,8	dic-22
	O-NPR1-9c			Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.)	0,9	dic-22
CAMPANIA		504P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	EL.150 kV Agerola - Lettere	7,8	dic-21
PIEMONTE		8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Lacchiarella – Chignolo Po	6,7	dic-21
CAMPANIA		505-P	S/E 380/150 kV per la produzione da fonte rinnovabile tra Foggia e Benevento	Nuovo el. 380 kV "Deliceto - Bisaccia"	20,5	dic-21
PIEMONTE		19-P	Rete Cuneo/Savona	Elettrodotto 132 kV Carru-Ceva	3,0	dic-22
				Elettrodotto 132 kV Ceva-Cairo	6,8	dic-21
LAZIO		418-P	Riassetto rete AT Roma Sud – Latina - Garigliano	Riassetto rete AT Roma Sud – Latina - Garigliano	6,0	dic-22
VENETO		215-P	RIASSETTO ALTO BELLUNESE	Stazione 220/132 kV Auronzo e raccordi	31,3	dic-22
				Cavo 132 kV CP Zuel - CP Somprade	31,5	dic-21
LOMBARDIA		115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Adeguamento della SE Gadio	7,6	dic-22
ABRUZZO		417-P	Stazione 150 kV Celano	Nuova SE 150 kV Celano e raccordi	12,7	dic-22
LOMBARDIA		126P	SE 380 kV MAGENTA	SE Magenta - nuova sezione 380 kV	17,4	dic-22
PIEMONTE		6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	Razionaliz. Torino - Pianezza Fase 2	21,7	dic-22
VENETO		237P	STAZIONE 220 KV SCHIO	SE Schio (Monte Malo) 220 kV	17,7	dic-22

1

| La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

| Lo stato del sistema elettrico

3

| Scenari

4

| **Necessità di sviluppo**

5

| Nuovi sviluppi

6

| Benefici per il sistema



“

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. ”



+60%

INCONTRI PUBBLICI CON LE COMUNITÀ LOCALI (TERNA INCONTRA) RISPETTO ALLO SCORSO ANNO



OLTRE 400

RIUNIONI CON LE AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE E I TERRITORI NEL 2019



# 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 2019 in risposta alle principali criticità di rete attuali e previste in futuro.

Nel presente Piano di Sviluppo si confermano i driver che negli ultimi anni hanno guidato le scelte di pianificazione dei nuovi interventi:

- **Decarbonizzazione:** la transizione del sistema elettrico verso la completa chiusura della produzione elettrica degli impianti termoelettrici a carbone richiede l'attivazione di un puntuale piano di interventi infrastrutturali necessari per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile al fine di conseguire la riduzione delle emissioni di gas serra in un'ottica di lungo periodo, garantendo la sicurezza e l'adeguatezza del Sistema;
- **Market efficiency:** la struttura e il mix del parco di generazione europeo in generale e italiano in particolare sono in fase di profonda trasformazione. Parallelamente, lo sviluppo delle nuove Direttive europee inerenti il Market Design, nonché la declinazione anche a livello nazionale di nuovi meccanismi (in particolare Capacity Market e riforma MSD), incideranno profondamente sulla evoluzione del sistema elettrico;
- **Sicurezza, qualità e resilienza:** si dovrà assicurare la sicurezza, l'adeguatezza e la qualità del servizio del sistema elettrico nazionale e creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte ad eventi esogeni naturali;
- **Sostenibilità:** necessità di concepire, progettare e realizzare i progetti di sviluppo sulla base di analisi costi-benefici in grado di massimizzare sia gli indicatori ambientali che economici; in tal senso per la prima volta e in una logica di trasparenza il Piano di Sviluppo propone obiettivi di sostenibilità misurabili, sui quali confrontarsi.

Come introdotto nel capito 1 le principali linee di azione individuate da Terna per il Piano di Sviluppo 2020 sono:

- razionalizzazioni;
- resilienza;
- acquisizione asset di rete;
- Integrazione FER.

In particolare, sono state sviluppate specifiche direttrici di intervento, in parte già introdotte nel paragrafo 1.5.1:

- massimo impegno nell'identificare soluzioni tecnicamente compatibili con la sicurezza, continuità e affidabilità del servizio elettrico;
- attenzione ed ascolto delle Esigenze del Territorio: supporto allo sviluppo delle aree metropolitane e al processo di elettrificazione dei consumi (mobilità elettrica) e rivisitazione di interventi già pianificati in un'ottica eco-sostenibile;
- esercizio della Rete con l'individuazione e lo sviluppo di interventi anche di breve / medio termine a supporto della qualità del servizio e dell'incremento della resilienza del sistema elettrico, anche mediante quelle soluzioni tecnologiche capaci di garantire un pieno utilizzo, efficace ed integrato, della rete acquisita da RFI;
- sostenibilità ambientale per promuovere ed accelerare la transizione energetica attraverso la connessione ed integrazione di nuovi impianti da fonte rinnovabile.

Si riporta in *Figura 1* la lista dei nuovi interventi previsti.

**FIGURA 1 Nuovi Interventi**

IDENTIFICATIVO PDS 2020	AREA DI RIFERIMENTO	INTERVENTO	PAG.
30-N	Nord Ovest	Elettrodotto 220 kV Erzelli - Bistagno	256
31-N	Nord Ovest	Adeguamento SE Chatillon	257
165-N	Nord	Razionalizzazione rete 380 kV Brianza	258
166-N	Nord	Risoluzione antenna CP Liscate	260
257-N	Nord Est	Riassetto rete ad ovest di Padova	261
258-N	Nord Est	Riassetto rete area di Abano	263
259-N	Nord Est	Razionalizzazione rete AT Verona	265
348-N	Centro Nord	Razionalizzazione rete tra Parma e Piacenza	269
349-N	Centro Nord	Stazione 380 kV Piombino	272
441-N	Centro	Razionalizzazione rete AT Costa Marchigiana	273
442-N	Centro	Razionalizzazione rete AT S. Benedetto del Tronto	275
443-N	Centro	Razionalizzazione rete AT Appennino Umbro-Marchigiano	277
444-N	Centro	Stazione 220/132 kV Capannelle	279
548-N	Sud	Nuovo Potenziamento rete AT area Crotone	280
549-N	Sud	Razionalizzazione rete AT Golfo di Gioia Tauro	282
550-N	Sud	Razionalizzazione Rete AT Golfo di Santa Eufemia	284
551-N	Sud	Nuovo elettrodotto 150 kV CP Foggia C. - Foggia RT	286
552-N	Sud	Razionalizzazione rete AT tra Barletta e Bari	288
625-N	Sicilia	Razionalizzazione rete AT area Caltanissetta	290
626-N	Sicilia	Nuovo elettrodotto 150 kV Vallelunga RT - SE Cammarata	292
627-N	Sicilia	Elettrodotto 380 kV Caracoli - Ciminna	294
725-N	Sardegna	Adeguamento SE Florinas	297
726-N	Sardegna	Adeguamento SE Ploaghe	298
727-N	Sardegna	Adeguamento SE Tula	299
728-N	Sardegna	Adeguamento SE Busachi	299
729-N	Sardegna	Adeguamento SE Nurri	300
730-N	Sardegna	Adeguamento SE Ulassai	301

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 220 kV		
Utenza Industriale			Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV		
			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

ELETTRODOTTO 220 kV ERZELLI - BISTAGNO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
30-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2020			Liguria	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Il continuo processo di miglioramento delle prestazioni della RTN, unito al costante ritorno di esperienza dall'esercizio della rete, ha portato a individuare ulteriori perfezionamenti dell'infrastrutture di trasmissione nella provincia di Genova.</p> <p>Insieme ai precedenti interventi di sviluppo che hanno interessato la città di Genova e zone limitrofe, l'intervento in questione, che riguarderà l'elettrodotto 220kV Erzelli-Bistagno, avrà l'obiettivo di risolvere le attuali limitazioni, al fine di migliorare l'affidabilità del servizio elettrico e garantire il miglioramento della sicurezza della porzione di rete.</p> <p>L'intervento verrà realizzato tenendo conto delle infrastrutture presenti nell'area ed ottimizzandone l'occupazione del territorio.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	50		12		1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Rimozione limitazioni 220 kV Erzelli-Bistagno	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto / stimato: 0 M€ / 3 M€						

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

ADEGUAMENTO SE CHATILLON						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
31-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2020				Valle d'Aosta		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire migliori margini di sicurezza ed affidabilità di esercizio, sarà adeguata la potenza della capacità di trasformazione 220/132 kV presso la SE di Chatillon. I nuovi trasformatori saranno dotati dei consueti variatori sotto carico per la regolazione della tensione della rete 132 kV sottesa alla stazione di Chatillon.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO	
2022			2027		2030	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuovi ATR 220/132 kV Chatillon	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto / stimato: 0 M€ /3 M€						

## 5.1.2 Area Nord

RAZIONALIZZAZIONE RETE 380 kV BRIANZA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
165-N							
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2020				Lombardia		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
<p>La porzione di rete primaria della Brianza è interessata da notevoli transiti di energia, essenzialmente per motivi legati all'import con la Svizzera e al carico ingente della regione. Il contesto nel quale si va ad inserire questo intervento di sviluppo è un'area fortemente interessata da un'intensa urbanizzazione. In tal senso si attuerà una razionalizzazione della porzione di rete presente nell'area della Brianza in modo da consentire una migliore gestione dei transiti di energia e, al tempo stesso, ottimizzare l'utilizzo dei corridoi elettrici presenti in zona, riducendone l'impatto sul territorio.</p> <p>L'intervento di sviluppo rete evita l'introduzione di nuovi elettrodotti e, attraverso il riutilizzo di quelli esistenti, opportunamente modificati in funzione delle analisi tecniche, consente di garantire le condizioni di sicurezza e affidabilità della rete di trasmissione.</p> <p>L'impatto atteso in termini di territorio occupato dalle nuove infrastrutture sarà ottimizzato in modo tale da non gravare sulle aree interessate e creare benefici sia per il sistema elettrico che per il territorio.</p> <p>In linea generale l'intervento consentirà una migliore gestione dei flussi di energia nell'area e di incrementare la qualità del servizio (da verificare in funzione dei risultati delle simulazioni).</p> <p>Principalmente il progetto prevede la variazione di tracciato dell'elettrodotto 380kV Bulciago-Bovisio con la conseguente demolizione di porzioni di linee aeree 380kV afferenti nell'area.</p> <p>L'intervento di Sviluppo in questione farà sinergia con quello presente nei piani precedenti "Razionalizzazione della Valtellina fase B" in quanto il nuovo elettrodotto si andrà a raccordare alla futura S/E 380 kV già prevista.</p> <p>La Stazione elettrica esistente di Cesano Maderno verrà ampliata con una nuova sezione a 380 kV alla quale verrà raccordata l'attuale linea 380 kV Cislago - Bovisio. Il complesso di tali opere consentirà di superare gli eventuali limiti di rete presenti nella porzione di rete e garantire una gestione più flessibile della porzione di rete di trasmissione in questione anche in funzione dei futuri progetti di sviluppo di interconnessione.</p>							
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		Transizione Energetica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2022		2027		2035			
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	23		1		4		
Dismissione	31		2		11		
Dismissione e Realizzazione							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Nuovo elettrodotto 380 kV Bulciago – nuova S/E	Fase 1		2022	2027	2035		
Nuova sezione 380kV nella S/E Cesano Maderno	Fase 1		2022	2027	2035		
Raccordi 380 kV della linea Cislago - Bovisio alla S/E Cesano Maderno	Fase 1		2022	2027	2035		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
0 M€ /230 M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	5,0			IUS	5,0	
	VAN <sub>PDS</sub>	555			VAN <sub>PDS</sub>	555	
	VAN <sub>COMPL</sub>	999			VAN <sub>COMPL</sub>	999	

## BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

## PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	7	102,834 GWh
B3a	51	2,536 GWh
B4	0	
B5b	3	45,88 GWh
B6	0	
B7n	19	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

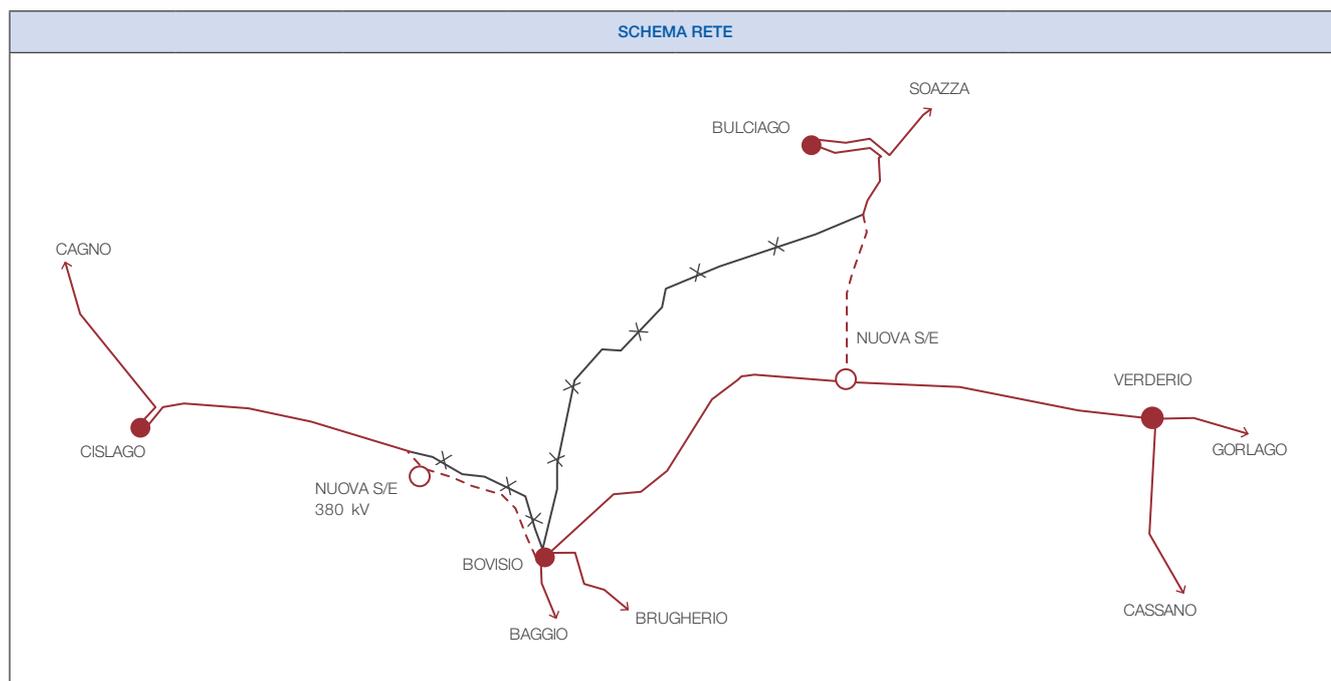
## BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

B1 - SEW	B2a - Riduzione Perdite
B5b - Integrazione rinnovabili	B6 - Investimenti evitati
B13 - Incremento Resilienza	B16 - Opex Evitati o differiti
B20 - Anticipo Fruizione Benefici	B21 - Visual Amenity

B3a - Riduzione ENF	B4 - Costi evitati o differiti
B7n - Costi evitati MSD Nodale	B7z - Costi evitati MSD Zonale
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



RISOLUZIONE ANTENNA CP LISCLATE						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
166-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO			
2020		Lombardia	Nord			
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti afferenti la Cabina Primaria 132 kV di Liscate, è prevista la risoluzione dell'attuale connessione in antenna riqualficando l'elettrodotto 132 kV Tavazzano ST – Liscate ovvero trasformandolo in doppia tema e realizzando un entra-esce con l'elettrodotto 132 kV Tavazzano ST - Zelo Buon Persico. L'intervento provvederà, inoltre, alla riduzione del rischio di ENF, fornendo una seconda via di alimentazione all'utente in questione.						
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio			
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza			
		Integrazione RFI	Transizione Energetica			
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO				
2022	2027	2030				
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]			
Realizzazione	5					
Dismissione	5					
Dismissione e Realizzazione						
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuovo stallo CP Liscate	Fase 1		2022	2027	2030	
Nuovo elettrodotto dt 132 kV	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto / stimato: 0 M€ / 6 M€						

## 5.1.3 Area Nord-Est

RIASSETTO RETE AD OVEST DI PADOVA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
257-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento consente di integrare la rete acquisita da RFI nell'area di Padova, al fine di garantire sia maggiore interoperabilità con la RTN che una migliore alimentazione della CP di Montegalda.</p> <p>Infatti, quest'ultima attualmente è collegata ad una lunga direttrice 132 kV acquisita da RFI, che risulta peraltro debolmente magliata con la RTN. Sono previste le seguenti modifiche alla rete elettrica afferente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Raccordi in entra-esce dell'elettrodotto 132 kV Montebello-Montegalda-der. Lerino alla S/E 220/132 kV Castegnero;</li> <li>• Nuovo collegamento in cavo tra Castegnero e Montegalda;</li> </ul> <p>L'intervento in questione consentirà quindi da un lato di avere una rete più affidabile grazie all'ulteriore via di alimentazione alla CP Montegalda, dall'altro di integrare maggiormente alla RTN gli asset acquisiti da RFI e di avere un maggior livello di magliatura.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2024	2026	2029	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	9		
Dismissione	2		
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Raccordi Castegnero	Fase 1		2024	2026	2029	
Collegamento in cavo Castegnero-Montegalda	Fase 1		2024	2026	2029	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / <15 M€						
SCHEMA RETE						
<p>The diagram illustrates the network layout centered on Castegnero. Key features include:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Castegnero</b> as the central hub, connected to <b>Lerino</b>, <b>Cittadella</b>, <b>Montegalda</b>, <b>Montebello</b>, <b>Dugale</b>, and <b>Ponte Botti</b>.</li> <li><b>Lerino NK</b> is a specific node near Castegnero.</li> <li><b>Stazione 1A</b> and <b>Padova RT</b> are external connections to the right.</li> <li><b>Callout 1 (top left):</b> Nuovo entra-esce dall'EI. 132 kV Montebello-Padova RT-der. Lerino sulla S/E 220/132 kV Castegnero:             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lunghezza: ~ 2 x 1,5 km</li> <li>• + 2 stali 132 kV Castegnero</li> </ul> </li> <li><b>Callout 2 (bottom right):</b> Nuovo collegamento 132 kV Castegnero-Montegalda in cavo:             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lunghezza: ~ 6,5 km</li> <li>• + 1 stallo Castegnero</li> <li>• +1 stallo Montegalda</li> </ul> </li> </ul>						

RIASSETTO RETE AREA DI ABANO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
258-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La rete elettrica a sud di Padova presenta aree a basso livello di magliatura, nonché asset acquisiti da RFI che offrono la possibilità di essere integrati alla RTN per garantire un incremento di flessibilità di esercizio e di affidabilità della rete laddove opportunamente raccordati.</p> <p>In particolare, sono previsti i seguenti sviluppi alla rete elettrica tra la CP Abano e la CP Monselice:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Raccordo in cavo tra l'elettrodotto 132 kV Padova RT-Rovigo-der. Monselice e la CP Abano, così da garantire una ulteriore via di alimentazione alla CP e migliorare l'affidabilità della rete;</li> <li>• Nuovo collegamento in cavo tra Monselice, previo opportuno adeguamento agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio, e la CP Monselice; in tal modo si fornirà un'ulteriore alimentazione a Monselice, attualmente in antenna;</li> <li>• Dismissione di una porzione dell'elettrodotto 132 kV Padova RT-Rovigo-der. Monselice.</li> </ul> <p>Con l'ausilio di tale intervento di sviluppo si potrà garantire una maggiore sicurezza e flessibilità di esercizio della rete in questione, ed al contempo una più efficiente integrazione degli asset acquisiti da RFI.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2023	2025	2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	6		0,5
Dismissione	18		1
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Raccordo in cavo Padova RT-CP Abano	Fase 1		2023	2025	2028	
Collegamento in cavo Monselice-Monselice CP	Fase 1		2023	2025	2028	
Dismissioni rete AT	Fase 1		2023	2025	2028	

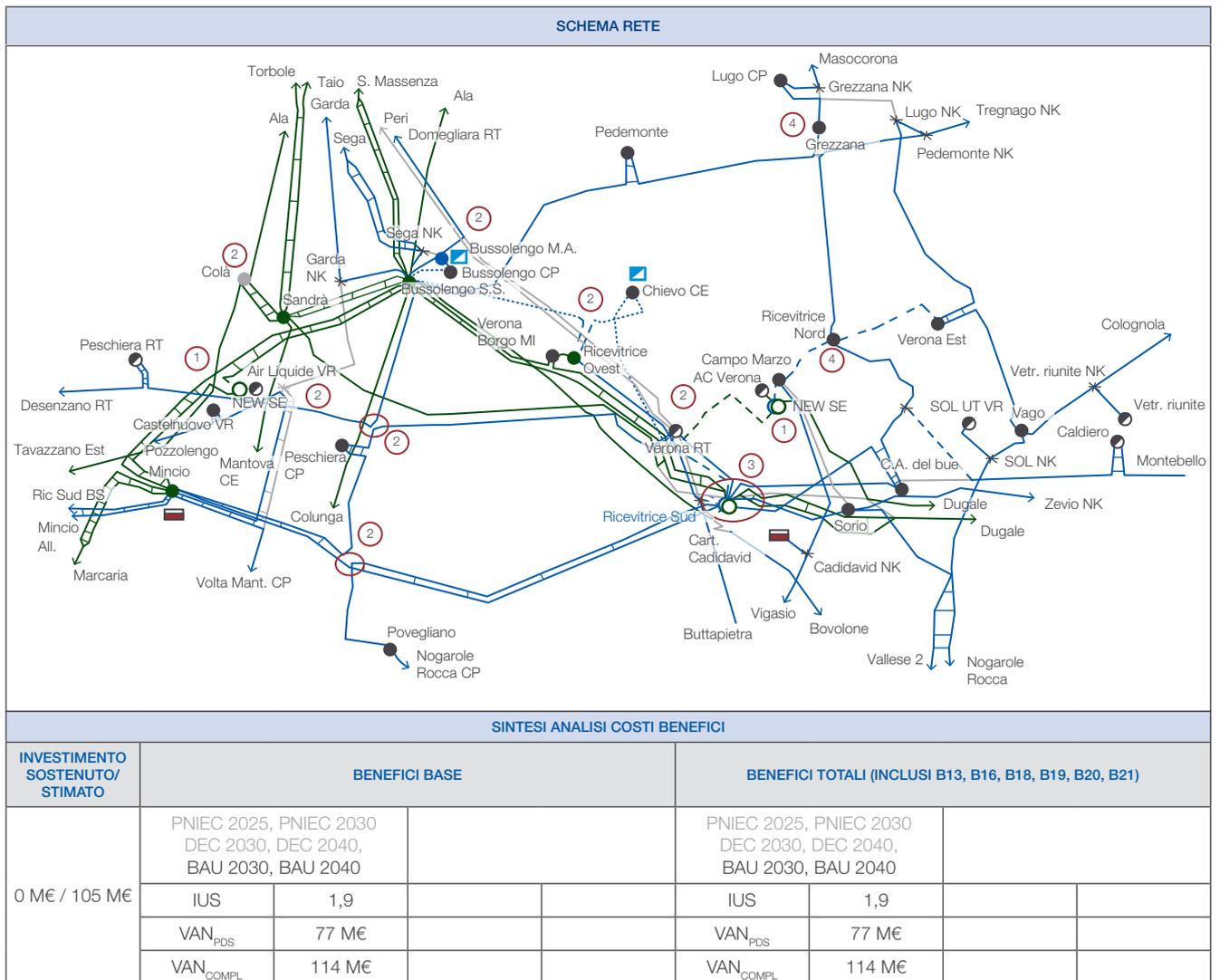
  

SCHEMA RETE
<p><b>Nuovo raccordo in cavo 132 kV Padova RT - Abano:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lunghezza: ~ 3,5 km</li> <li>• +1 stallo Abano</li> </ul> <p><b>Demolizione El. 132 kV Padova RT - Monselice NK da Abano a Monselice NK:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lunghezza: ~17,6 km</li> </ul> <p><b>Nuovo cavo 132 kV Monselice CP - Monselice:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lunghezza: ~3 km</li> <li>• +1 stallo Monselice CP</li> <li>• +1 stallo Monselice</li> </ul>
SINTESI
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / <15 M€

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT VERONA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
259-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO <sup>1</sup>
2020		Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di garantire un'alimentazione in sicurezza dei diversi nodi di carico dell'area e di migliorare l'affidabilità della rete nei pressi di Verona, l'intervento di sviluppo in oggetto mira a una piena integrazione della rete 132 kV acquisita da RFI, funzionale a una maggiore interoperabilità con la RTN e alla dismissione di elettrodotti aerei, che consente di minimizzare l'impatto sul territorio. L'intervento, inoltre, permetterà di ottimizzare l'alimentazione dei carichi derivanti da futuri sviluppi dell'infrastruttura ferroviaria AV/AC che insiste in tale area.</p> <p>In particolare, è possibile suddividere la razionalizzazione nelle seguenti aree di intervento, riportate con l'identica numerazione seguente nello schema di rete sottostante:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>1. Richiusura antenne utenti:</b> Le antenne strutturali – che alimentano Utenti in zona – saranno raccordate opportunamente a nuove SE 220 kV. Le nuove SE saranno inserite in e-e rispettivamente presso gli elettrodotti: 220 kV Bussolengo SS – Mincio, 220 kV Sandrà – Dugale, e il raccordo della sezione 132kV della SE di Dugale verso Campo Marzo. Il completamento delle richiuse sulle nuove SE consentirà di demolire una porzione di rete limitrofa;</li> <li><b>2. Razionalizzazione area a Ovest di Verona:</b> si prevede l'integrazione della rete acquisita da RFI con la RTN al fine di costituire la direttrice 132 kV Domegliara RT – Bussolengo MA – Bussolengo SS e di demolire parte della linea 132 kV Domegliara RT – Verona RT e della linea Peri – Verona RT. Si prevede, inoltre, di raccordare in entra-esce i nodi di Ricevitrici Ovest e di Verona RT sulle linee 132 kV Bussolengo SS – Chievo CP e Chievo CE – Ricevitrici Sud, rispettivamente. Infine, è in fase di valutazione la demolizione della direttrice aerea tra Garda NK – Castelnuovo NK la dismissione del nodo di smistamento di Colà;</li> <li><b>3. Razionalizzazione area Verona:</b> si prevede l'integrazione della rete acquisita da RFI per costituire la direttrice 132 kV Ricevitrici Sud – Ca del Bue – Caldiero e per raccordare Buttapietra verso Ricevitrici Sud. Inoltre, sarà realizzata una nuova sezione 220 kV presso la SE di Ricevitrici Sud raccordando opportunamente le linee 132 kV e 220 kV limitrofe alla stazione;</li> <li><b>4. Razionalizzazione area ad Est di Verona:</b> si prevede la realizzazione di una direttrice 132kV Pedemonte – Grezzana – Lugo CP – Masocorona tramite piccoli raccordi e il riassetto della porzione di Rete in oggetto. Inoltre, sarà realizzata una nuova direttrice in cavo 132 kV Campo Marzo – Ricevitrici Nord – Verona Est.</li> </ol> <p>Le opere di razionalizzazione potranno subire modifiche a seguito di verifiche di fattibilità impiantistiche e 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 delle opere connesse.</p> <p>Il riassetto della rete proposto mira al raggiungimento di diversi obiettivi tra i quali: l'aumento della gestione e l'affidabilità dell'alimentazione dei carichi locali, l'incremento della Sicurezza e della Qualità del Servizio, l'aumento della flessibilità di esercizio e la minimizzazione degli impatti territoriali. Per perseguire questi obiettivi sono poste in atto azioni volte alla creazione di isole di esercizio, alla richiusura di antenne strutturali, all'aumento della magliatura con la rete locale e con l'integrazione della rete acquisita da RFI, e infine alla demolizione di elettrodotti.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2023	2027	2030	
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 SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	26		5
Dismissione	83	5	6
Dismissione e Realizzazione	2		

<sup>1</sup> Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Riassetto tra le linee Peschiera RT – Verona RT / Bussolengo SS – Peschiera CP e riassetto tra le linee Peschiera CP – Povegliano / Mincio – Ricevitrici Sud	Fase 1		2023	2027	2030	
Riassetto rete 132 kV per realizzare la direttrice Pedemonte – Grezzana – Lugo CP – Masocorona	Fase 1		2023	2027	2030	
Richiusura antenne strutturali 220 kV	Fase 1		2023	2027	2030	
Direttrice in cavo 132 kV Campo Marzo – Ricevitrici Nord – Verona Est	Fase 1		2023	2027	2030	
Nuova sezione 220 kV presso la SE di Ricevitrici Sud e relativi raccordi 220 kV e 132 kV	Fase 1		2023	2027	2030	
Riassetto rete AT per realizzare la direttrice 132 kV Domegliara RT – Bussolengo MA – Bussolengo SS e demolizioni associate	Fase 1		2023	2027	2030	
Riassetto rete AT per realizzare la direttrice 132 kV Ricevitrici Sud – Buttapietra	Fase 1		2023	2027	2030	
Entra-esce di Ricevitrici Ovest sulla linea 132 kV Bussolengo SS – Chievo CP e di Verona RT sulla linea 132 kV Chievo CE – Ricevitrici Sud	Fase 1		2023	2027	2030	
Demolizione direttrice 132 kV Garda NK – Castelnuovo NK	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 '20	PdS '19				
SE di smistamento di Colà	Fase 1		2023	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / <105 M€						



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	16	0.393 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	16	0.393 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B18 - Riduzione CO<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

1  
La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2  
Lo stato del sistema elettrico

3  
Scenari

4  
Necessità di sviluppo

5  
Nuovi sviluppi

6  
Benefici per il sistema

## 5.1.4 Area Centro - Nord

RAZIONALIZZAZIONE RETE TRA PARMA E PIACENZA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
348-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO <sup>2</sup>
2020		Emilia Romagna	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento risponde all'esigenza di integrare la rete acquisita da RFI con la RTN e di garantire l'alimentazione in sicurezza dei diversi nodi di carico localizzati nell'area compresa tra i comuni di Parma e Piacenza. Infatti, alcuni elettrodotti dell'area (quali la direttrice S. Rocco Po – Piacenza Est, Fiorenzuola CP – Montale ...) sono caratterizzati da limitazioni che influiscono sulla sicurezza della Rete. Inoltre, l'intervento consentirà una maggiore affidabilità di esercizio attraverso la magliatura di antenne strutturali.</p> <p>In particolare, l'intervento riportato nello schema rete sottostante, può essere suddiviso nelle seguenti opere:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ricostruzione in cavo della direttrice 132 kV S. Rocco Po – Piacenza Est;</li> <li>2. Il potenziamento del collegamento in cavo 132 kV Piacenza Est – Piacenza RT;</li> <li>3. Il raccordo della CP di Montale sull'elettrodotto 132 kV Cadeo – Piacenza RT;</li> <li>4. La richiusura delle antenne strutturali di Grazzano e Lugagnano tramite un elettrodotto 132 kV;</li> <li>5. La demolizione della linea 132 kV Fiorenzuola CP – Montale;</li> <li>6. Nuovo cavo 132 kV Fidenza CP – Fidenza RT;</li> <li>7. Il raccordo della CP di Fontevivo sulla Fidenza RT – Parma RT.</li> </ol> <p>Le opere di razionalizzazione potranno subire modifiche a seguito di verifiche di fattibilità impiantistiche e 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.</p> <p>Il riassetto della rete proposto punta alla realizzazione di più percorsi 132 kV paralleli che permettono di migliorare la sicurezza dell'esercizio in un'area caratterizzata da importanti transiti di potenza. Inoltre, la richiusura di antenne strutturali e la maggiore magliatura della rete locale consentirà di incrementare la Sicurezza e la Qualità del Servizio. Infine, l'integrazione e la rimagliatura della rete acquisita da RFI con la RTN permetterà di migliorare la Qualità e la flessibilità di esercizio e minimizzare gli impatti territoriali.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2023	2027	2030	
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 SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	27	2	2
Dismissione	39		2
Dismissione e Realizzazione			

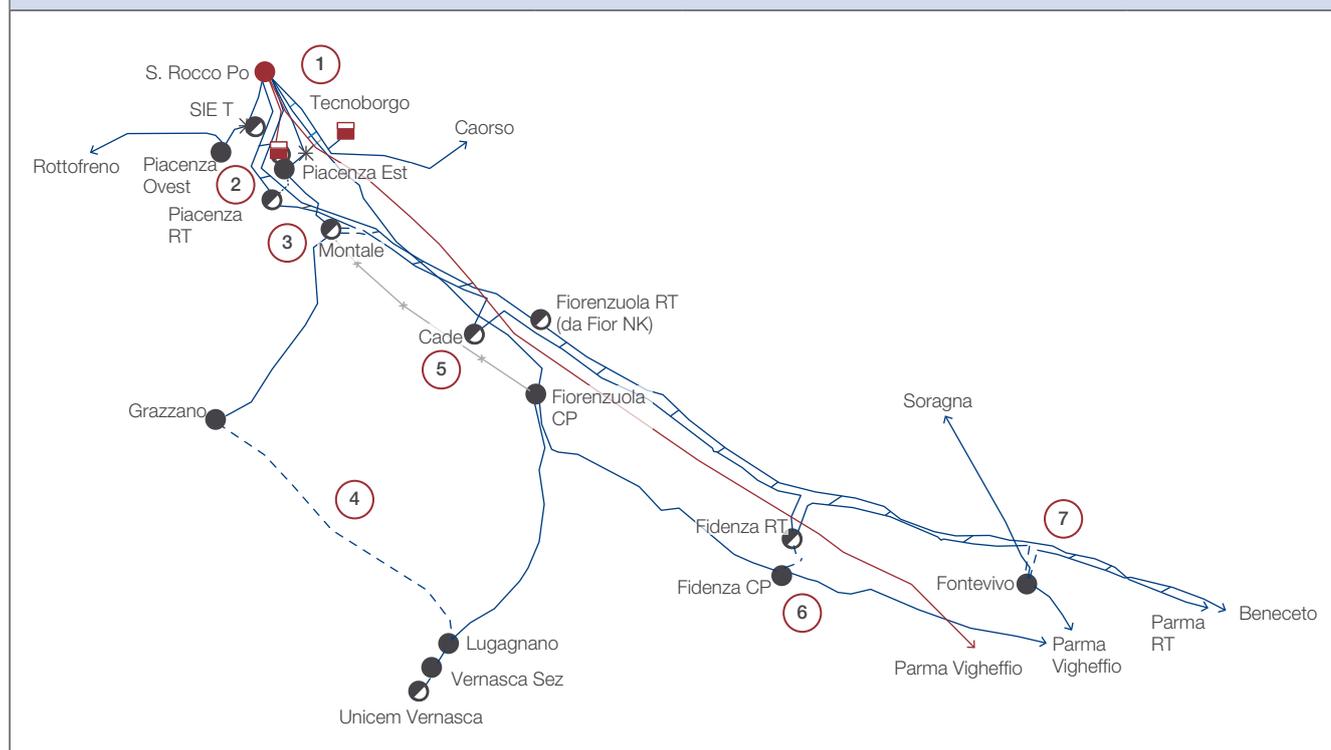
<sup>2</sup> Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Rimozione limitazioni direttrice 132 kV S. Rocco Po – Piacenza Est	Fase 1		2023	2027	2030	
Rimozione limitazioni elettrodotto 132 kV Piacenza Est – Piacenza RT	Fase 1		2023	2027	2030	
Raccordo CP Montale su elettrodotto 132 kV Cadeo – Piacenza RT	Fase 1		2023	2027	2030	
Nuovo elettrodotto 132 kV Grazzano – Lugagnano	Fase 1		2023	2027	2030	
Demolizione elettrodotto 132 kV Fiorenzuola CP – Montale	Fase 1		2023	2027	2030	
Nuovo elettrodotto in cavo 132 kV Fidenza CP – Fidenza RT	Fase 1		2023	2027	2030	
Raccordo CP Fontevivo su elettrodotto 132 kV Fidenza RT – Parma RT	Fase 1		2023	2027	2030	

SINTESI

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 34M€

SCHEMA RETE



SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI

INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
0 M€ / 34 M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040			PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040			
	IUS	2,1		IUS	2,1		
	VAN <sub>PDS</sub>	32 M€		VAN <sub>PDS</sub>	32 M€		
	VAN <sub>COMPL</sub>	47 M€		VAN <sub>COMPL</sub>	47 M€		

## BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

## PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	5	0.13206 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

## BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	6	0.14698 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

B1 - SEW	B2a - Riduzione Perdite
B5b - Integrazione rinnovabili	B6 - Investimenti evitati
B13 - Incremento Resilienza	B16 - Opex Evitati o differiti
B20 - Anticipo Fruizione Benefici	B21 - Visual Amenity

B3a - Riduzione ENF	B4 - Costi evitati o differiti
B7n - Costi evitati MSD Nodale	B7z - Costi evitati MSD Zonale
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

STAZIONE 380 kV PIOMBINO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
349-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO <sup>2</sup>		
2020			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>In considerazione della progressiva evoluzione dello scenario locale di generazione e carico ed in considerazione delle richieste di connessione pervenute nell'area, è stata programmata la realizzazione di una nuova stazione 380 kV di trasformazione da collegare mediante brevi raccordi a 380 kV agli elettrodotti 380 kV "Piombino C.le – Suvereto".</p> <p>La futura stazione RTN risulta funzionale alla connessione di una pluralità di iniziative di produzione alimentate a fonte programmabile e non programmabile oltre a consentire l'alimentazione degli utenti energivori esistenti e previsti nell'area.</p> <p>L'intervento consentirebbe di migliorare l'affidabilità del servizio e la sicurezza e qualità di esercizio ottimizzando le infrastrutture sul territorio minimizzandone l'impatto complessivo.</p> <p>Le analisi di fattibilità saranno avviate nell'ottica di implementare ulteriori opere di riassetto della rete AAT/AT che consenta di razionalizzare le infrastrutture presenti tenendo conto della progressiva dismissione della vetusta e non più disponibile c.le di produzione termoelettrica di Piombino.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI SIGNIFICATIVI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	10					
Dismissione	23		4			
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuova stazione 380/132 kV Piombino	Fase 1		2022	2027	2030	
Raccordi 380 kV	Fase 1		2022	2027	2030	
Raccordi 132 kV	Fase 1		2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 14M€						

## 5.1.5 Area Centro

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT COSTA MARCHIGIANA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
441-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Marche	Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>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 trarre una maggiore interoperabilità tra le reti.</p> <p>La direttrice elettrica in esame, acquisita da RFI, è caratterizzata da infrastrutture vetuste e si estende dalle stazioni (SE) di P.S. Giorgio RT fino a Rocca Priora RT, alimentando utenze del servizio ferroviario della dorsale adriatica.</p> <p>L'infrastruttura elettrica, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN.</p> <p>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, 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.</p> <p>L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di brevi raccordi a 132 kV presso la SE Loreto RT in e-e all'elettrodotto 132 kV CP Sirolo-CP Loreto e di raccordi presso la SE P.S. Giorgio RT in e-e all'elettrodotto 132 kV CP P.S. Elpidio-CP Colmarino.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	6		1
Dismissione	79		6
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovi raccordi di Loreto RT in e-e all'el. 132 kV "CP Sirolo-CP Loreto"	Fase 1		2022	2027	2030	
Nuovi raccordi di P.S. Giorgio RT in e-e all'el. 132 kV "CP P.S. Elpidio-CP Colmarino"	Fase 1		2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione associata	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/10 M€						
SCHEMA RETE						

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT S.BENEDETTO DEL TRONTO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
442-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Marche	Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>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 traguardare una maggiore interoperabilità tra le reti.</p> <p>La direttrice elettrica in esame, acquisita da RFI, è caratterizzata da infrastrutture vetuste e si estende dalle stazioni (SE) di M. Prandone RT fino a S. Benedetto RT, alimentando utenze del servizio ferroviario della dorsale adriatica. L'infrastruttura elettrica, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN.</p> <p>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, 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.</p> <p>L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di una nuova SE di smistamento a 132 kV in doppia sbarra, nell'area di Porto D'Ascoli in e-e all'elettrodotto CP Monsampolo – CP Porto D'Ascoli, a cui collegare anche la direttrice M. Prandone RT – Roseto RT, incrementando al contempo la sicurezza di fornitura elettrica.</p> <p>Saranno realizzati brevi raccordi a 132 kV della Nuova SE Porto D'Ascoli in e-e all'elettrodotto SE M. Prandone RT – SE Roseto RT e un nuovo raccordo della nuova SE Porto D'Ascoli con CP Rosara sfruttando l'elettrodotto esistente 132 kV CP Rosara – CP Porto D'Ascoli. Inoltre, è previsto un collegamento diretto fra SE Porto S. Giorgio RT e SE M. Prandone RT, trasferendo l'alimentazione dell'utenza di S. Benedetto RT su rete RFI.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	7		
Dismissione	6		2
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuova SE di smistamento 132 kV in doppia sbarra e raccordi	Fase 1		2022	2027	2030	
Nuovi raccordi della Nuova SE 132 kV in e-e all'el.132kV "M. Prandone RT. - Roseto RT"	Fase 1		2022	2027	2030	
Bypass SE Porto S. Giorgio RT e SE M. Prandone RT	Fase 1		2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione associata	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/14 M€						
SCHEMA RETE						

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT APPENNINO UMBRO-MARCHIGIANO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
443-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Marche/Umbria	Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete in esame 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 trarre una maggiore interoperabilità tra le reti.</p> <p>La direttrice elettrica in esame, acquisita da RFI, è caratterizzata da infrastrutture vetuste e si estende dalle stazioni (SE) di Rocca Priora RT fino a Fossato di Vico RT, alimentando utenze del servizio ferroviario della direttrice che collega l'area tirrenica con quelle adriatica. L'infrastruttura elettrica, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN.</p> <p>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, 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.</p> <p>L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di brevi raccordi a 132 kV della SE Genga RT in e-e all'elettrodotto CP Fabriano -CP S. Elena e un nuovo elettrodotto 132 kV che raccorderà la SE lesi RT alla vicina CP lesi.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	4	4	
Dismissione	69	12	4
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovi raccordi di Genga RT in e-e all'el. 132 kV "CP Fabriano -CP S. Elena"	Fase 1		2022	2027	2030	
Nuovo elettrodotto 132 kV "CP Iesi-Iesi RT"	Fase 1		2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione associata	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/6 M€						
SCHEMA RETE						

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

STAZIONE 220/132 kV CAPANNELLE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
444-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2020				Abruzzo		Centro Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Con l'obiettivo di garantire una via di alimentazione alla rete 132 kV locale dalla rete 220 kV, è in programma di realizzare una nuova stazione 220/132 kV nell'area di Capannelle da raccordare in entra – esce agli elettrodotti 220 kV "Popoli – S.Giacomo NK" e "Provvidenza All.2 – Villavalle".</p> <p>La stazione sarà dotata di adeguate trasformazioni funzionali ad incrementare l'affidabilità della porzione di rete in esame ed il relativo livello di magliatura della locale rete 132 kV al confine fra Abruzzo e Marche.</p> <p>La soluzione proposta permetterà una separazione dei livelli di tensione 150 e 132 kV dismettendo, compatibilmente con le esigenze di rete, porzioni di rete 132 kV non più funzionali.</p> <p>Inoltre l'intervento consente di creare un nodo 220 kV garantendo una migliore gestione complessiva della rete su cui insistono derivazioni rigide.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]			
Realizzazione	7	3				
Dismissione	13	1				
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuova SE 220/132 kV Capannelle e raccordi	Fase 1		2022	2027	2030	
El. 132 kV "Capannelle - Cagnano"	Fase 1		2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/13 M€						

## 5.1.6 Area Sud

NUOVO POTENZIAMENTO RETE AT AREA CROTONE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
548-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Calabria	Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La direttrice tra Catanzaro e Crotone è caratterizzata da un notevole installato di capacità da fonti rinnovabili (FER), principalmente eolico, che in caso di fuori servizio degli elettrodotti dell'area di Catanzaro (Catanzaro- Simeri, Simeri-Belcastro) dà luogo a rischi di sovraccarico sulla rete AT dell'area di Crotone. La soluzione proposta prevede il raddoppio dell'elettrodotto esistente Crotone – Scandale attraverso un raccordo in e-e della CP Crotone sull'elettrodotto 150 kV Scandale – Crotone Ind.</p> <p>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 della capacità da fonte rinnovabile liberata.</p> <p>In questo modo sarà mitigato il rischio di sovraccarichi della direttrice Crotone – Scandale, in condizioni di elevata produzione da fonte rinnovabile, perseguendo l'integrazione di nuova capacità nell'area.</p> <p>Inoltre, tale nuovo raccordo permetterà lo sfruttamento di asset disponibili, attualmente non utilizzati.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2025	2027	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	11		
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovo doppio raccordo 150 kV Crotone – Crotone Ind.	Fase 1		2022	2025	2027	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/1 M€						
SCHEMA RETE						
<p>The network diagram illustrates the proposed 150 kV double connection between Crotone and Crotone Ind. The main nodes shown are: ALBI, MAGISANO C.LE, BELCASTRO, ANDALI, CUTRO, STRONGOLI, SCANDALE, CROTONE IND., CROTONE, ISOLA CAPO RIZZUTO, VENT1 C. RIZZUTO, PITAGORA ISO.C.R., MAGISANO, CATANZARO, and SIMERI MARE. The diagram uses colored lines (red, pink, black) to represent different types of connections or assets. A callout box indicates 'Utilizzo di asset esistenti' (Use of existing assets) pointing to the connection between Crotone and Crotone Ind.</p>						

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT GOLFO DI GIOIA TAURO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
549-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Calabria	Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete in esame a 60 kV, acquisita da RFI, al fine di migliorare la qualità e 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 traguardare una maggiore interoperabilità tra le reti.</p> <p>La direttrice elettrica in esame, acquisita da RFI, è caratterizzata da infrastrutture vetuste e si estende da Reggio Calabria fino a Battipaglia, alimentando le utenze del servizio ferroviario della direttrice tirrenica.</p> <p>L'infrastruttura elettrica, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN.</p> <p>L'obsolescenza della rete potrebbe condurre a una crescente frequenza di disservizi, pertanto la soluzione di sviluppo proposta consentirà il superamento dei limiti tecnici legati all'attuale rete a 60 kV.</p> <p>In particolare, la porzione di rete interessata dall'intervento, riguarda le stazioni RT di Gallico, Favazzina, Palmi, Nicotera e Mileto.</p> <p>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, 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.</p> <p>L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di brevi raccordi tra CP Gallico e Gallico RT e tra CP Palmi e Palmi RT, nonché la richiusura delle isole di carico a 60 kV Gallico-Favazzina e Palmi-Mileto.</p> <p>Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove necessario, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	2	1	
Dismissione	41	13	5
Dismissione e Realizzazione			

#### AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI

NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovo el. SE Palmi RT – CP Palmi	Fase 1		2022	2027	2030	
Nuovi raccordi 60 kV	Fase 1		2022	2027	2030	
Rimozione elementi limitanti rete 60 kV	Fase 1		2022	2027	2030	

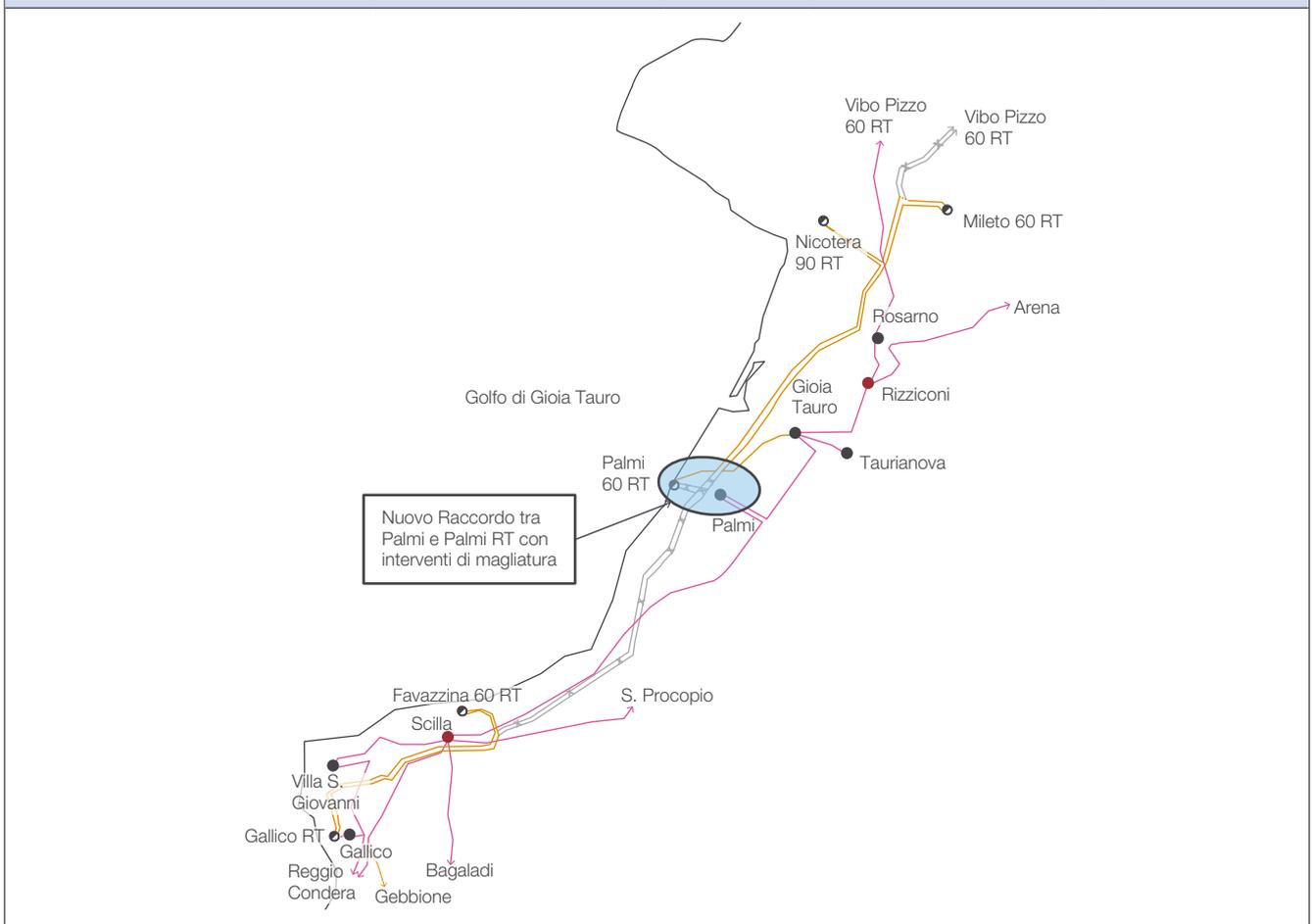
#### STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE

NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione associata	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	

#### SINTESI

Investimento sostenuto/stimato: 0 ME/7 ME

#### SCHEMA RETE



RAZIONALIZZAZIONE RETE AT GOLFO DI SANTA EUFEMIA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
550-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Calabria	Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete in esame a 60 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 traguardare una maggiore interoperabilità tra le reti.</p> <p>La direttrice elettrica in esame, acquisita da RFI, è caratterizzata da infrastrutture vetuste e si estende da Reggio Calabria fino a Battipaglia, alimentando le utenze del servizio ferroviario della direttrice tirrenica.</p> <p>L'infrastruttura elettrica, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN.</p> <p>L'obsolescenza della rete potrebbe condurre a una crescente frequenza di disservizi, pertanto la soluzione di sviluppo proposta consentirà il superamento dei limiti tecnici legati all'attuale rete a 60 kV.</p> <p>In particolare, la porzione di rete interessata dall'intervento, riguarda le stazioni di Vibo Marina, Vibo Pizzo e Eccellente.</p> <p>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, 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.</p> <p>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</p> <p>Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove necessario, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	15		1
Dismissione	41		2
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovi raccordi di Vibo Marina RT in e-e a el. 150 kV "Maierato-Vibo Valentia"	Fase 1		2022	2027	2030	
Nuovi raccordi di Vibo Pizzo RT in e-e a el. 150 kV "Maierato-Vibo Valentia"	Fase 1		2022	2027	2030	
Nuovi raccordi di Eccellente RT in e-e a el. 150 kV "Feroletto-Francavilla Ang"	Fase 1		2022	2027	2030	
Rimozione elementi limitanti rete 150 kV	Fase 1		2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione associata	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/14 M€						
SCHEMA RETE						

NUOVO ELETTRODOTTO 150 kV CP FOGGIA C. - FOGGIA RTI			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
551-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Puglia	Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con rete in esame a 150 kV, acquisita da RFI, al fine di migliorare l'affidabilità del servizio elettrico della Città di Foggia.</p> <p>La CP di Foggia Città risulta oggi alimentata da due collegamenti in cavo a 150 kV in serie a due elettrodotti in doppia terna molto vicini tra loro. In caso di guasto simultaneo dei due cavi o delle due doppie terne, che alimentano il carico della città di Foggia, si potrebbe verificare il rischio di disalimentazione della Cabina Primaria.</p> <p>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 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.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2025	2027	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	1		1
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

1 | La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2 | Lo stato del sistema elettrico

3 | Scenari

4 | Necessità di sviluppo

5 | **Nuovi sviluppi**

6 | Benefici per il sistema

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovo elettrodotto 150 kV "CP Foggia C. - Foggia RT"	Fase 1		2022	2025	2027	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/2 M€						
SCHEMA RETE						
<p>The diagram illustrates the electrical network structure. A central node labeled 'Foggia' is connected to several other nodes: S. Severo, S. Severo FS, S. Giovanni Rotondo, Manfredonia, Lucera, SE Foggia FS, Alenia, Trinitapoli, Alenia Fog, Foggia Ind/Le, Carapelle, and Cerignola RT. A new 150 kV connection is shown between SE Foggia FS and Foggia città. Other nodes include Troia, Orsara, and SE Foggia C. The diagram uses various symbols like circles and squares to represent different types of nodes and connections.</p>						

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT TRA BARLETTA E BARI			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
552-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Puglia	Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete in esame a 150 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 traguardare una maggiore interoperabilità tra le reti.</p> <p>La direttrice elettrica in esame, acquisita da RFI, è caratterizzata da infrastrutture vetuste e si estende da Reggio Calabria fino a Battipaglia, alimentando le utenze del servizio ferroviario della direttrice tirrenica.</p> <p>L'infrastruttura elettrica, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN.</p> <p>L'obsolescenza della rete potrebbe condurre a una crescente frequenza di disservizi, pertanto la soluzione di sviluppo proposta consentirà il superamento dei limiti tecnici legati all'attuale rete a 60 kV.</p> <p>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, 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.</p> <p>L'intervento di sviluppo prevede la realizzazione di un breve raccordo a 150 kV per connettere in entra-escei Molfetta RT all'elettrodotto CP Molfetta – Ciardone C.le.</p> <p>Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove necessario, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2025	2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
Riassetto Bari Nord			
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	3		
Dismissione	50		1
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovi raccordi di SE Molfetta RT in e-e a el. 150 kV "CP Molfetta – Ciardone C.le"	Fase 1		2022	2027	2030	
Nuovo raccordo in derivazione rigida all'elettrodotto "SE Barletta RT – CP Barletta"	Fase 1		2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione associata	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4,5 M€						
SCHEMA RETE						

## 5.1.7 Area Sicilia

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT AREA CALTANISSETTA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
625-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Sicilia	Sicilia
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento ha l'obiettivo di integrare con la RTN la rete Siciliana a 150 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 riguardare una maggiore interoperabilità tra le reti.</p> <p>L'infrastruttura elettrica, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN.</p> <p>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.</p> <p>Contestualmente, è prevista la dismissione dell'elettrodotto 150 kV S. Caterina - Caltanissetta RT.</p> <p>Infine, saranno opportunamente rimossi, laddove presenti, elementi limitanti la capacità di trasmissione delle linee afferenti alla SE Caltanissetta, interessata da un'ingente capacità rinnovabile installata, destinata a crescere nel corso dei prossimi anni.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	1		
Dismissione	7		1
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovi raccordi 150 kV Caltanissetta RT	Fase 1		2022	2027	2029	
Demolizione elettrodotto "Caltanissetta RT – S. Caterina Villamosa"	Fase 1		2022	2029	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Rimozione elementi limitanti	Fase 1		2022	2029	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/2 M€						
SCHEMA RETE						

NUOVO ELETTRODOTTO 150 kV VALLELUNGA RT - SE CAMMARATA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
626-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Sicilia	Sicilia
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento ha l'obiettivo di integrare la RTN con la rete Siciliana a 150 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 tragguardare una maggiore interoperabilità tra le reti.</p> <p>L'infrastruttura elettrica, preposta all'alimentazione del servizio ferroviario, è stata storicamente caratterizzata, in fase di pianificazione, da una scarsa integrazione sinergica con la RTN.</p> <p>L'impianto di Vallelunga RT è collegato tramite un'antenna strutturale su cui insiste anche un impianto eolico. 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 Vallelunga RT e la SE Cammarata (o eventuali impianti limitrofi).</p> <p>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.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	10		1
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovo elettrodotto "Vallelunga RT – SE Cammarata"	Fase 1		2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Razionalizzazione associata	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/7 M€						
SCHEMA RETE						

ELETTRODOTTO 380 kV CARACOLI - CIMINNA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
627-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2020		Sicilia	Sicilia
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La Sicilia è caratterizzata da una interconnessione con il Continente in corrente alternata, una sola dorsale a 380 kV che collega l'area del Nord Est con il polo industriale del Sud Est, oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale, nonché da forte presenza di generazione rinnovabile non programmabile. Gli scenari futuri prevedono una maggiore copertura del fabbisogno elettrico regionale da fonti rinnovabili con sempre minore ricorso alle fonti fossili.</p> <p>La carenza infrastrutturale della rete primaria a 380 kV tra la Sicilia Occidentale e Orientale, nonché una ridotta disponibilità di risorse per la regolazione di tensione, evidenziano una debolezza intrinseca dell'Isola sempre più crescente.</p> <p>A tal proposito sono previsti sviluppi di rete atti a rimuovere gli attuali vincoli di esercizio presenti nell'isola, attraverso la realizzazione dei seguenti interventi: Elettrodotto a 380 kV Chiaramonte G. – Ciminna (cod. 602-P), Elettrodotto a 380 kV Assoro – Sorgente 2 - Villafranca (cod. 604-P/619-P) e Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (cod. 723-P), per il quale è stata individuata, come soluzione più ottimale per la connessione del collegamento HVDC, l'esistente SE 220 kV di Caracoli, in sostituzione della SE di Ciminna.</p> <p>Al fine di completare la direttrice a 380 kV tra Sicilia Orientale e Occidentale, è necessario quindi prevedere un nuovo elettrodotto a 380 kV in singola terna che collegherà la SE Ciminna a quella di Caracoli, previo riclassamento a 380 kV di quest'ultima.</p> <p>Il nuovo elettrodotto, a complemento del previsto nuovo collegamento 380 kV Chiaramonte G. – Ciminna, incrementerà l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica nella Sicilia occidentale. Inoltre, tale rinforzo di rete, favorirà la produzione degli impianti da fonte rinnovabile in Sicilia.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
602-P/604-P, 723-P			
IMPATTI SIGNIFICATIVI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	26	4	1
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Nuovo elettrodotto 380 kV Caracoli - Ciminna	Fase 1	-	2022	2027	2030	

SCHEMA RETE	

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>3</sup>								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040	
0 M€ / 70 M€	IUS	6,2	IUS	3,0	IUS	6,2	IUS	3,0
	VAN <sub>PDS</sub>	2779 M€	VAN <sub>PDS</sub>	1095 M€	VAN <sub>PDS</sub>	2782 M€	VAN <sub>PDS</sub>	1092 M€
	VAN <sub>COMPL</sub>	3381 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	1332 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	3384 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	1329 M€

<sup>3</sup> L'Analisi Costi Benefici è riferita agli interventi "Elettrodotto Chiaramonte G. - Ciminna" (Cod. 602-P) e "Elettrodotto Assoro - Sorgente 2 - Villafranca" (Cod. 604-P).

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0,3	
B2a	2	26,569 GWh
B3a	-1	-0,0123 GWh
B4	27	
B5b	7	104,301 GWh
B6	0	
B7n	3	
B7z	51	
B13	0	
B16	0	
B18	-1	-29,945 kton
B19	-1	0,077 kton
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-30
I5 - Overgeneration [MWh]	92.562	I13 - Variazione resilienza	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	2	
B2a	14	191,19 GWh
B3a	7	0,165 GWh
B4	27	
B5b	55	778,45 GWh
B6	0	
B7n	20	
B7z	204	
B13	0	
B16	0	
B18	-2	-44,39 kton
B19	0,4	-0,026 kton
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-44
I5 - Overgeneration [MWh]	753.162	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	8	
B2a	1	15,856 GWh
B3a	-0,04	-0,001 GWh
B4	27	
B5b	64	975,512 GWh
B6	0	
B7n	7	
B7z	138	
B13	0	
B16	0	
B18	2	93,712 kton
B19	0,2	-0,013 kton
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	94
I5 - Overgeneration [MWh]	1.026.511	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	-1	
B2a	0,3	6,0034 GWh
B3a	0,4	0,01 GWh
B4	27	
B5b	1	23,96 GWh
B6	0	
B7n	2	
B7z	19	
B13	0	
B16	0	
B18	-1	-25,165 kton
B19	-0,3	0,016 kton
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-25
I5 - Overgeneration [MWh]	10.079	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	12	
B2a	26	389,703 GWh
B3a	26	0,649 GWh
B4	27	
B5b	25	379,882 GWh
B6	0	
B7n	23	
B7z	54	
B13	0	
B16	0	
B18	2	67,154 kton
B19	-1	0,064 kton
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	67
I5 - Overgeneration [MWh]	313.325	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
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

## 5.1.8 Area Sardegna

ADEGUAMENTO SE FLORINAS						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
725-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2020			Sardegna	Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di aumentare la flessibilità di esercizio e di manutenzione della S/E Florinas, verrà realizzato un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) che andrà a sostituire l'attuale sistema monosbarra.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Adeguamento sistema sbarre S/E Florinas	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€						

ADEGUAMENTO SE PLOAGHE						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
726-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO			
2020		Sardegna	Sardegna			
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di aumentare la flessibilità di esercizio e di manutenzione della S/E 150 kV Ploaghe, verrà realizzato un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) che andrà a sostituire l'attuale sistema monosbarra.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza		
		Integrazione RFI		Transizione Energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2022	2027		2030			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Adeguamento sistema sbarre S/E Ploaghe	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€						

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

ADEGUAMENTO SE TULA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
727-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2020			Sardegna	Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La SE 150 kV Tula, realizzata per la connessione di un impianto eolico, necessita di un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) in quanto l'attuale layout (monosbarra) comporta una scarsa flessibilità di esercizio dell'impianto e forti limiti alla continuità di servizio sia in caso di interventi manutentivi programmati sia nell'eventualità di guasti.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Adeguamento sistema sbarre S/E Ploaghe	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€						

ADEGUAMENTO SE BUSACHI						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
728-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2020			Sardegna	Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La SE 220 kV Busachi, cui afferiscono linee inserite in una direttrice di riaccensione della RTN, necessita di un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) in quanto l'attuale layout (monosbarra) comporta una scarsa flessibilità di esercizio dell'impianto e forti limiti alla continuità di servizio sia in caso di interventi manutentivi programmati sia nell'eventualità di guasti.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Adeguamento sistema sbarre S/E Busachi	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€						

ADEGUAMENTO SE NURRI						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
729-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2020			Sardegna	Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di aumentare la flessibilità di esercizio e di manutenzione della S/E 150 kV Nurri, realizzata per la connessione di un impianto eolico di proprietà Enel, verrà realizzato un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) che andrà a sostituire l'attuale sistema monosbarra. Si fa notare che le linee afferenti a tale impianto sono inserite nella direttrice di riaccensione dell'Ogliastro						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Adeguamento sistema sbarre S/E Nurri	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€						

1

La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

Lo stato del sistema elettrico

3

Scenari

4

Necessità di sviluppo

5

Nuovi sviluppi

6

Benefici per il sistema

ADEGUAMENTO SE ULASSAI						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
730-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2020			Sardegna	Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di aumentare la flessibilità di esercizio e di manutenzione della S/E 150 kV Nurri, realizzata per la connessione di un impianto eolico di proprietà Enel, verrà realizzato un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) che andrà a sostituire l'attuale sistema monosbarra. Si fa notare che le linee afferenti a tale impianto sono inserite nella direttrice di riaccensione dell'Ogliastra						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)
	PdS '20	PdS '19				
Adeguamento sistema sbarre S/E Ulassai	Fase 1		2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€						

“

Gli investimenti del Piano di Sviluppo 2020, che prevede interventi per oltre 14 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 CO<sub>2</sub> in atmosfera.”



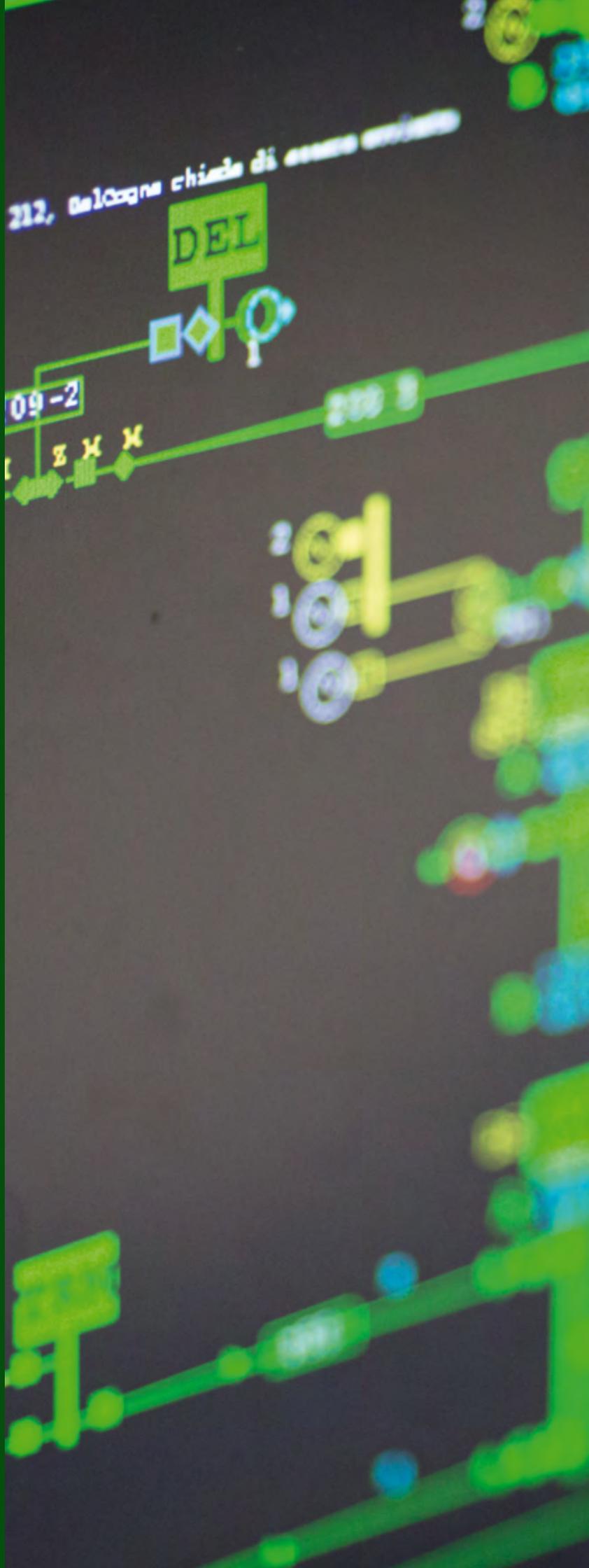
**+5.000** MW ca

MAGGIORE CAPACITÀ COMPLESSIVA  
CON L'ESTERO AL 2030



**OLTRE 7.000** MW

INCREMENTO LIMITI DI TRANSITO  
TRA ZONE DI MERCATO



# 6

## Benefici per il sistema

6.1	I benefici per il sistema	304
6.2	Scambi energetici nel medio e lungo termine	305
6.3	Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	310
6.4	Riduzione delle congestioni interzonali	312
6.5	Incremento adeguatezza del Sistema Elettrico	314
6.6	Riduzione Emissioni CO <sub>2</sub>	317

# I benefici per il sistema 6.1

Nel presente capitolo sono riportati i principali benefici attesi dagli interventi di sviluppo previsti nel PdS 20 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:

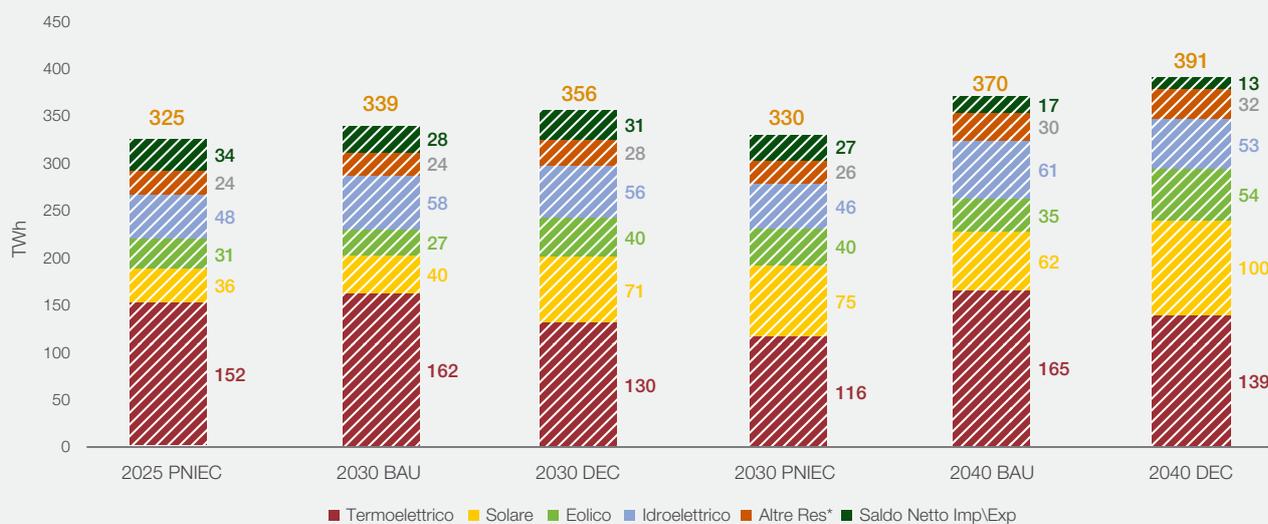
- Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero;
- Riduzione delle congestioni interzonali;
- Incremento adeguatezza rete;
- Riduzione dei vincoli alla produzione da FER;
- Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.



# 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), è stato possibile valutare il mix di generazione, 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 la rete di trasmissione nazionale futura, cioè con gli interventi di sviluppo presenti nel PdS 20 e nei Piani precedenti, assicuri il più possibile l'utilizzo della generazione più economica disponibile. Al fine delle Analisi Costi Benefici sono stati costruiti modelli allineati a quelli del Documento di Descrizione degli Scenari, come evidenziato nel Capitolo 3, con l'introduzione di maggiori dettagli in termini di vincoli di rete e con l'aggiornamento della struttura zonale oltre che della capacità di generazione in virtù della necessità di un maggiore livello di analisi e di un inevitabile disallineamento temporale dei due documenti. La rete elettrica è stata rappresentata attraverso zone di mercato interconnesse e per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonal, si evidenzia che essendo le simulazioni basate su scenari previsionali, questi possono dare utili indicazioni sui trend previsti in termini differenziali più che in termini assoluti.

FIGURA 1 **Mix produttivo di generazione [TWh]**



\* Include biomasse e geotermico.

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.

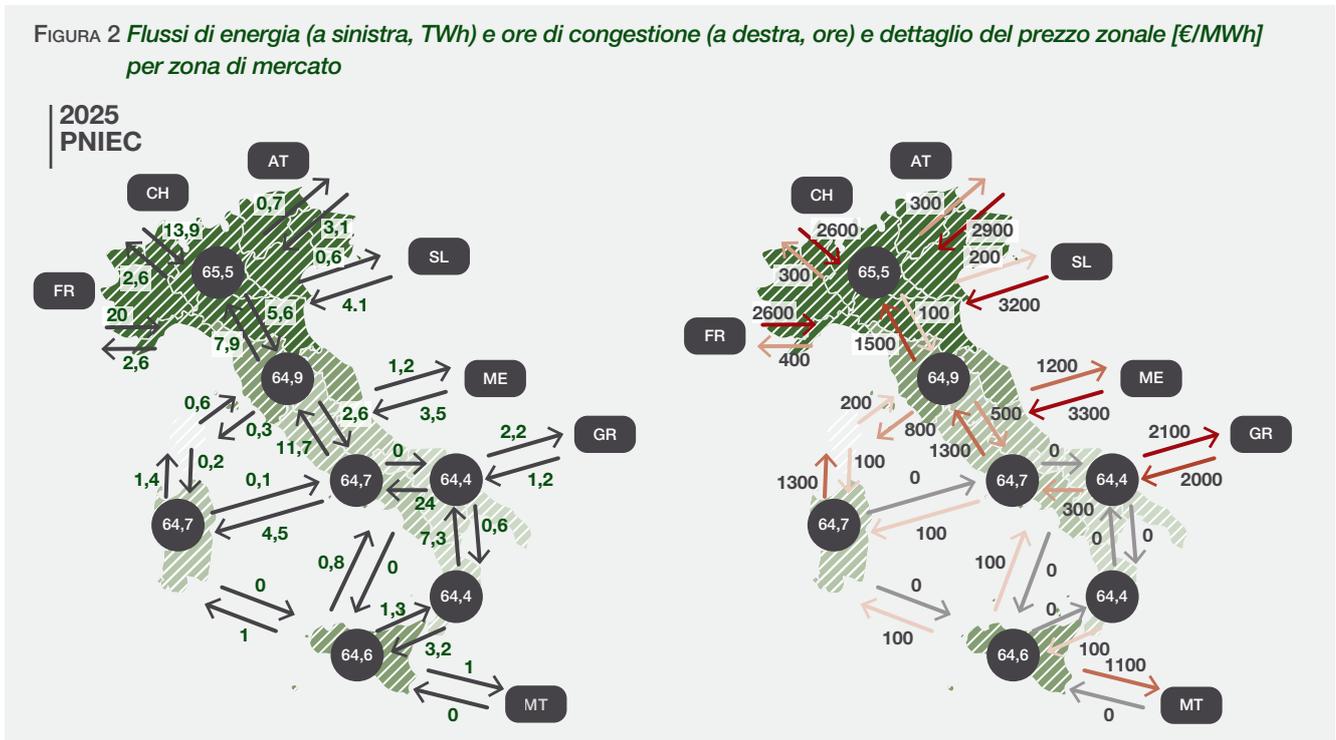
All'anno orizzonte 2025 scenario PNIEC l'energia richiesta dalla rete viene assicurata per circa il 47% da fonte fossile e 43% da RES con un contributo di solare pari a 36TWh ed eolico pari a 31 TWh. All'anno orizzonte 2030, dal confronto dei diversi scenari, si evince come il PNIEC è quello in cui si riscontra la maggiore produzione RES solare ed eolico, rispettivamente con 75 TWh e 40 TWh. Tale scenario è caratterizzato al contempo dalla minor produzione termoelettrica pari a 116 TWh. Il BAU, al contrario, si distingue per la maggiore copertura della richiesta di energia elettrica da fonte termoelettrica sia al 2030 con 162 TWh che al 2040 con 165 TWh. Nello scenario 2040 DEC, invece, si osserva una copertura del fabbisogno da fonte solare di circa 100 TWh e 54 TWh da fonte eolica. Per quanto riguarda, invece, il saldo netto import-export si può riscontrare una tendenza in diminuzione fra gli anni orizzonte 2030 e 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 di policy nazionale PNIEC: in tale ipotesi è stata considerata un'energia richiesta dalla rete di circa 325 TWh e un installato di 16 GW di eolico e di 27 GW di solare.

Come si evince dalla *Figura 2* il flusso di energia sale da Sud verso Nord, in particolare si stimano ben 24 TWh transanti dalla zona Sud alla zona Centro Sud. Le ore di congestione su tale sezione, nonostante sia interessata da un transito davvero considerevole di energia, sono molto basse: soltanto 300 h in direzione Sud-Centro Sud, e ciò grazie all'ingresso di due interventi di sviluppo previsti in Piano: il 505-P Deliceto-Bisaccia e il 402-P Foggia-Villanova. Interessante notare quanto avviene sulla sezione Nord-Centro Nord: oggi il flusso di energia predominante è dal Nord al Centro Nord, al 2025 invece, si prevede un'inversione del transito di energia con addirittura 1500 h di congestione attese dal Centro Nord al Nord, nonostante l'ingresso dell'intervento 302-P Colunga-Calenzano.

**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*



## 6.2.2 Scambi energetici nel medio/lungo periodo

In questo paragrafo si analizzano i risultati ottenuti all'anno orizzonte 2030 negli scenari BAU, PNIEC e DEC.

Nel Capitolo 3 sono descritti in modo molto dettagliato 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	7,4
2030 PNIEC	330	18	51	17,9
2030 DEC	356	19	49	13,4

In tutti gli scenari il flusso di energia va da Sud verso Nord, soprattutto nello scenario PNIEC caratterizzato dal valore più elevato sia di installato rinnovabile non programmabile (69 GW) che di accumuli (17,9 GW). L'energia prodotta dagli impianti eolici e fotovoltaici situati al Sud Italia, può quindi essere dapprima immagazzinata nei nuovi sistemi di accumulo previsti e poi quando necessario essere trasportata verso la zona Nord, caratterizzata dai valori più elevati di fabbisogno di energia elettrica. Tale evidenza si riscontra sulla sezione Centro Nord-Nord con un flusso di energia pari a 14,3 TWh e con 2000 h di congestione nello scenario PNIEC, mentre gli scenari DEC e BAU registrano rispettivamente 9,5 TWh e 1000 h, e 9,8 TWh e 900 h.

Importante inoltre evidenziare che la sezione Calabria-Sud, interessata da elevati transiti di energia con ad esempio 11,2 TWh nel BAU, è caratterizzata da un numero di ore di congestione molto basso: si riscontrano soltanto 100 ore nel BAU e ciò è ottenuto grazie alla futura realizzazione degli interventi 509-P riassetto rete Nord Calabria e 506-P linea 380 kV Montecorvino-Avellino Nord-Benevento.

La realizzazione dell'intervento 204-P Auronzo-Lienz, riesce a diminuire notevolmente le ore di congestione registrate nella sezione Austria-Nord: se nel 2025 sono previste circa 2700 h, grazie a tale intervento al 2030 sono attese circa 1500 h in tutti gli scenari. Effetto analogo si evidenzia nella sezione Svizzera-Nord grazie alla nuova interconnessione con la Svizzera: dalle 2400 h di congestione ottenute al 2025, il numero di ore in cui esiste un differenziale di prezzo fra le due zone diventa pari a circa 1200 h al 2030.

Dal confronto delle mappe inoltre si evince che i prezzi zionali più elevati sono registrati nello scenario PNIEC, seguito dal DEC e dal BAU, ciò è una conseguenza diretta dei prezzi delle commodity assunti nei 3 scenari e descritti nel Capitolo 3. Il PNIEC, in particolare, è caratterizzato dai prezzi più elevati dei combustibili, mentre il DEC presenta i prezzi massimi per le emissioni di CO<sub>2</sub>.

FIGURA 3 Flussi di energia (a sinistra, TWh) e ore di congestione (a destra, ore) e dettaglio del prezzo zonale [€/MWh] per zona di mercato

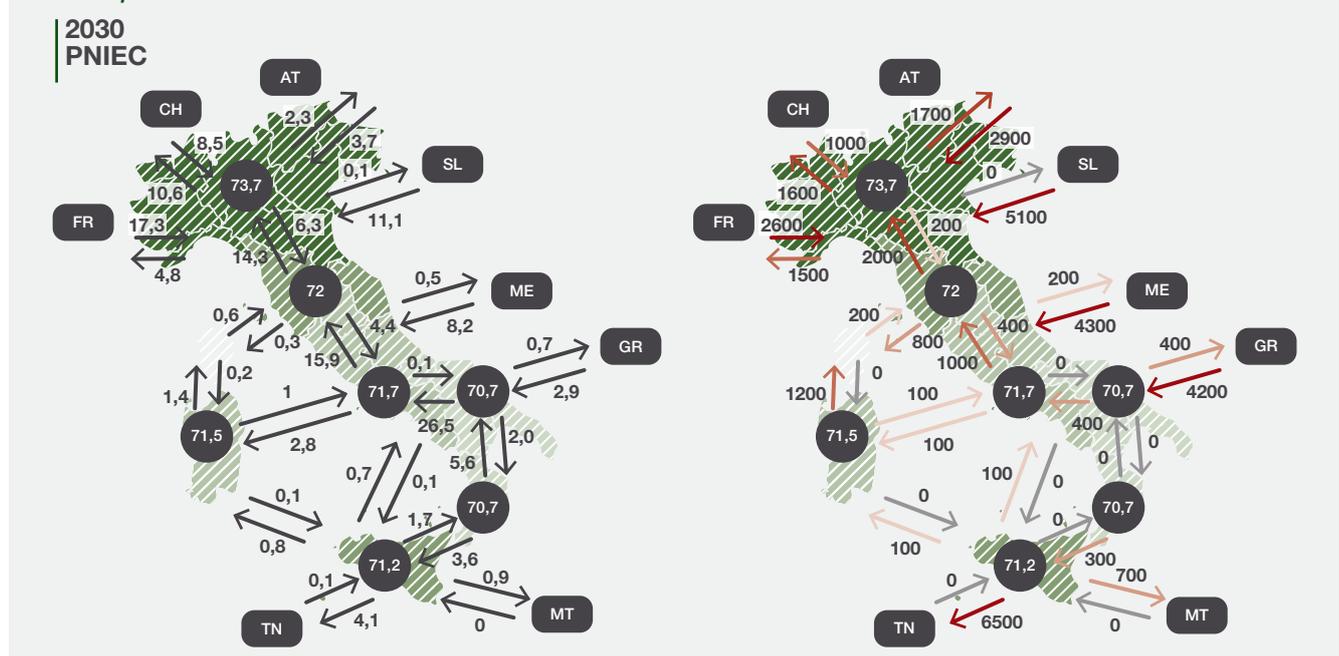
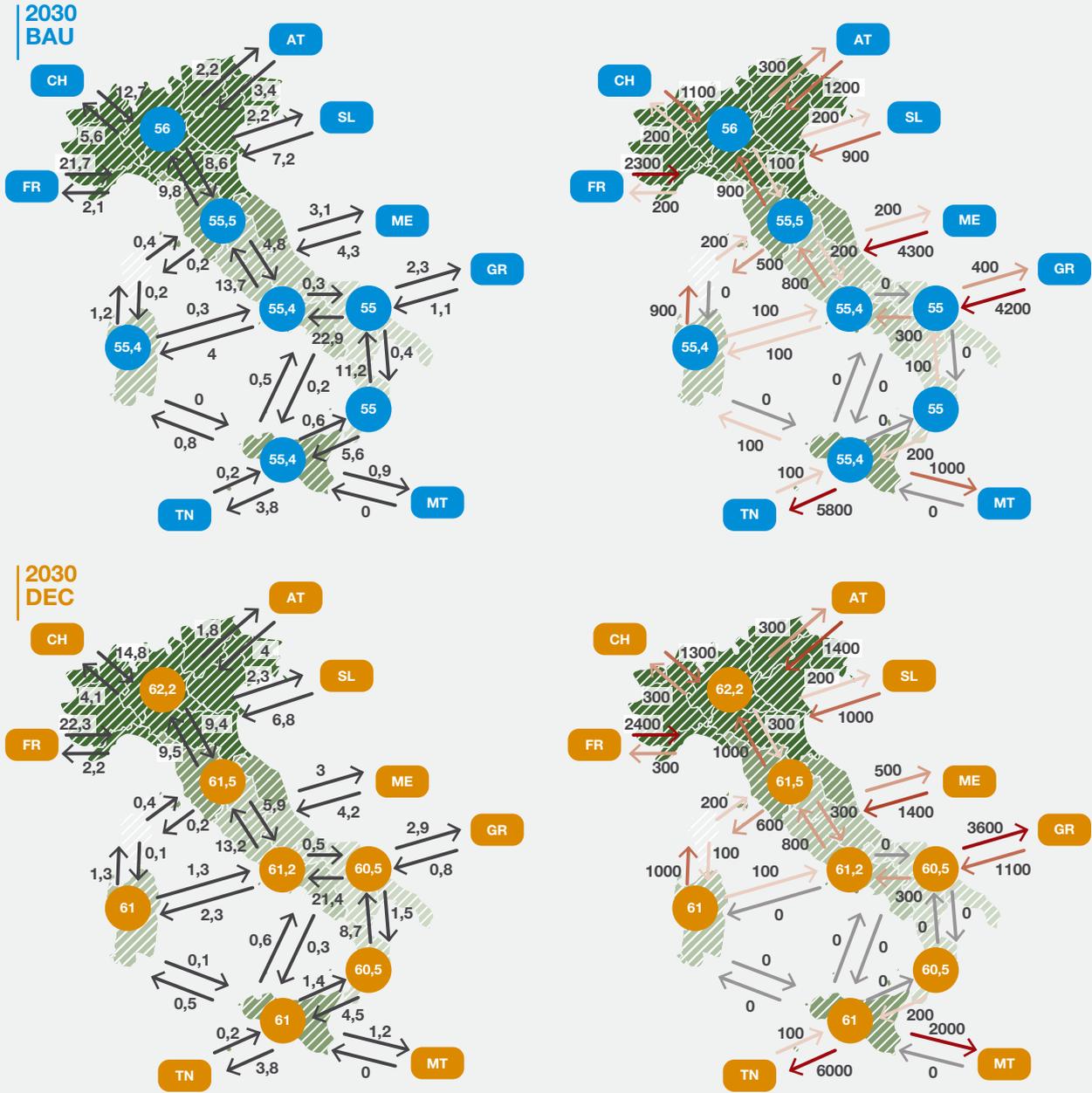


FIGURA 4 Flussi di energia (a sinistra, TWh) e ore di congestione (a destra, ore) e dettaglio del prezzo zonale [€/MWh] per zona di mercato



### 6.2.3 Scambi energetici nel lungo periodo

Di seguito si descrivono gli output ottenuti dal simulatore del Mercato del Giorno Prima per l'anno orizzonte 2040 negli scenari BAU e DEC. Anche in questo caso è utile riassumere alcuni punti caratterizzanti i due scenari:

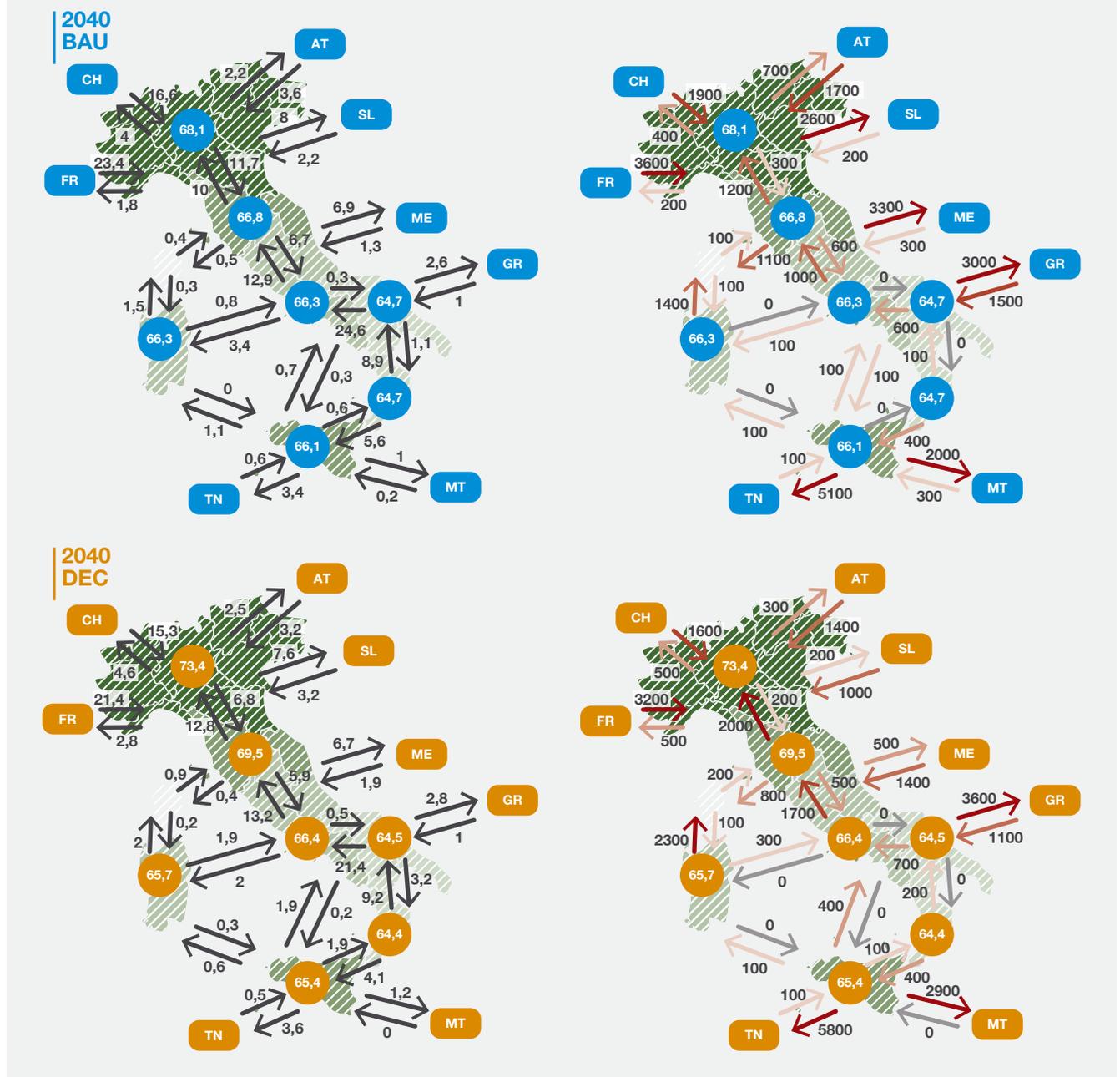


2040 BAU	371	18	47	7,4
2040 DEC	391	25	70	18,9

Lo scenario DEC è caratterizzato dai valori più elevati di installato rinnovabile non programmabile: 95 GW contro i 65 GW previsti nel BAU ed inoltre prevede un incremento notevole anche dei sistemi di accumulo, con 11,5 GW in più rispetto agli attuali. L'effetto di ciò, insieme al maggiore fabbisogno di energia elettrica, si traduce innanzitutto in un maggiore flusso di energia da Sud verso Nord con 17,3 TWh in direzione Centro Sud-Centro Nord contro i 12,9 TWh attesi nel BAU, ma anche in un maggior numero di ore di congestione registrate nella sezione Centro Nord-Nord: 2000 h nello scenario DEC e soltanto 1200 h nel BAU.

In generale lo scenario DEC prevede congestioni più rilevanti al 2040: se nella sezione Centro Sud-Centro Nord erano attese 800 h di congestione al 2030, al 2040 si riscontrano ben 1700 h.

FIGURA 5 Flussi di energia (a sinistra, TWh) e ore di congestione (a destra, ore) e dettaglio del prezzo zonale [€/MWh] per zona di mercato



# Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero

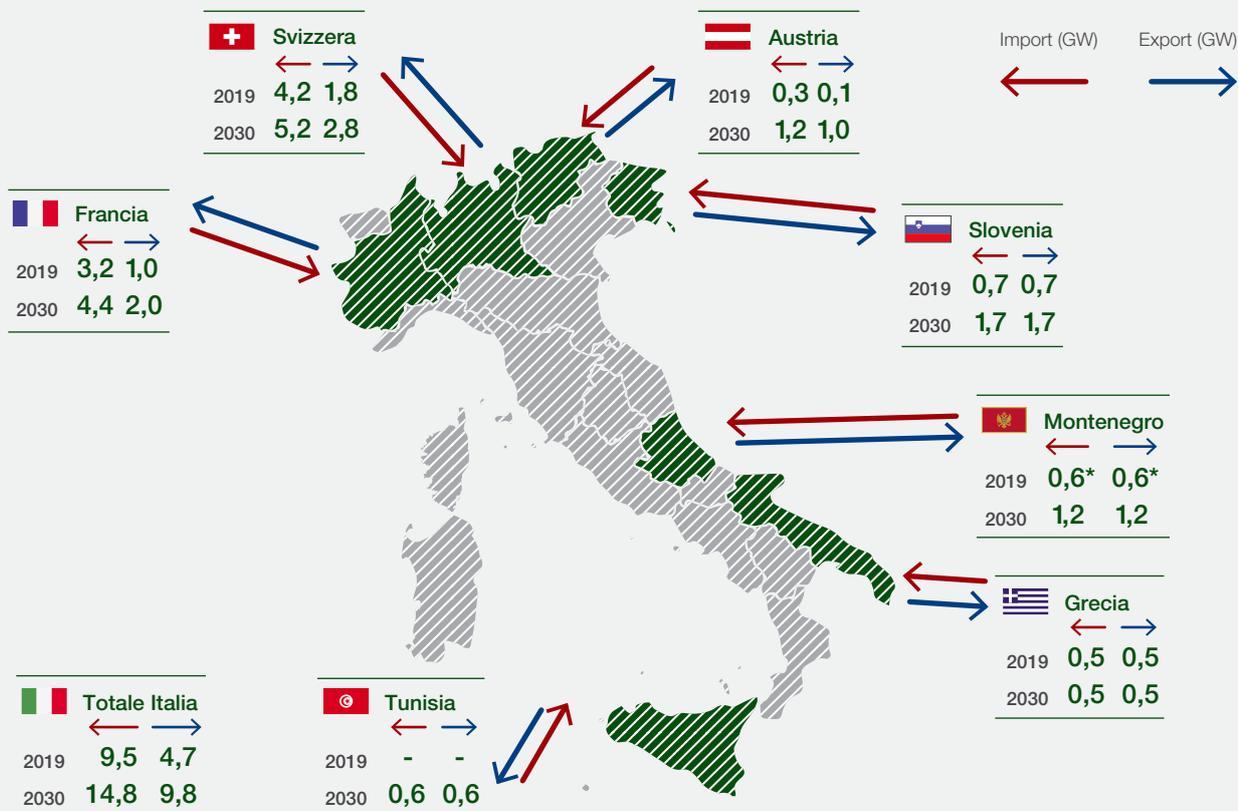
# 6.3

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 "Piosasco-Grand'Ile");
- Sviluppo sulla frontiera austriaca (intervento 100-I Nauders-Glorenza e 208-P Prati di Vize-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 5 GW della capacità totale di import in linea con il target europeo del 15% sul totale delle fonti energetiche rinnovabili.

FIGURA 6 "Interconnessioni - Capacità di trasporto [GW] per gli scambi con l'estero (import/export)



Note: Limiti validi nelle ore diurne invernali, future merchant-line non incluse.  
\* Entrata in servizio del primo polo Italia-Montenegro durante il 2019.

Inoltre, nel corso del 2018 è stato predisposto il “Rapporto di Identificazione delle capacità obiettivo”<sup>1</sup> (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 2019, “Sustainable Transition” e “Distributed Generation” all’anno orizzonte 2030. Tra questi valori, l’approccio del “least regret” ha consentito di identificare un unico valore di capacità aggiuntiva per ogni confine, coincidente con i valori risultanti dallo scenario ST 2030 che sommati alle capacità di trasporto di partenza determinano i valori di capacità finali. Con la Deliberazione 698/2018/R/EEL del 2018 ARERA si è espressa in merito al meccanismo di incentivazione output-based, individuando, ai fini del meccanismo incentivante i seguenti confini:

- a) Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria);
- b) Italia - Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia);

La delibera determina:

- le seguenti capacità di trasporto di partenza riferite alla situazione “winter peak”:
  - a) Italia - Nazioni a nord, in importazione: 7.705 MW;
  - b) Italia - Nazioni a est, in importazione: 1.230 MW;
- le seguenti capacità di trasporto obiettivo riferite alla situazione “winter peak”:
  - a) Italia - Nazioni a nord, in importazione: 1.1805 MW;
  - b) Italia - Nazioni a est, in importazione: 1.530 MW;
- che non siano oggetto del meccanismo incentivante, fino a eventuale revisione o abrogazione espressa della presente disposizione, il confine con la Tunisia.



<sup>1</sup> 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://download.terna.it/terna/0000/1149/78.PDF>”.

# Riduzione delle congestioni interzonalì .4

Si riportano di seguito gli interventi di sviluppo più significativi in termini di riduzione delle congestioni interzonalì:

- il riclassamento a 380 kV della Colunga-Calenzano (302-P) consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord/Centro Nord;
- gli interventi di ripotenziamento previsti lungo la dorsale adriatica 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), Foggia-Villanova (402-P) e Montecorvino-Avellino Nord-Benevento II (506-P) 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-Avellino Nord-Benevento II (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.



Nella *Figura 7* 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 e pertanto sono affetti da un'incertezza tanto maggiore quanto più gli interventi considerati sono lontani nel tempo. Inoltre, nella figura sono riportati anche i valori di capacità obiettivo determinati nell'ambito del "Rapporto di Identificazione delle capacità obiettivo"<sup>2</sup> (cfr paragrafo 1,4). In particolare, a partire dai valori di capacità di trasporto attuali tra le sezioni di mercato interne ("Capacità di Trasporto di partenza" in *Figura 7*) sono stati calcolati gli incrementi di capacità efficienti a cui tendere per ciascuno degli scenari di Piano 2019, "Sustainable Transition" e "Distributed Generation" all'anno orizzonte 2030. Tra questi valori, l'approccio del "least regret" ha consentito di identificare un unico valore di capacità aggiuntiva per ogni sezione, coincidente con i valori risultanti dallo scenario ST 2030 ("Capacità di Trasporto Winter Peak rapporto capacità obiettivo - Aggiuntiva" in *Figura 7*) 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 7*). Con la Deliberazione 698/2018/R/EEL del 2018 ARERA si è espressa in merito al meccanismo di incentivazione output-based, riconoscendo le capacità di trasporto obiettivo con riferimento alla situazione "winter peak" ("Capacità di Trasporto Winter Peak obiettivo delibera 698/2018" in *Figura 7*).

**FIGURA 7 Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato e valori di capacità obiettivo [MW]**

SEZIONE INTERZIONALE	DIREZIONE	CAPACITÀ DI TRASPORTO (WINTER PEAK 2018) DI PARTENZA (MW)	CAPACITÀ DI TRASPORTO WINTER PEAK RAPPORTO CAPACITÀ OBIETTIVO			CAPACITÀ DI TRASPORTO WINTER PEAK OBIETTIVO DELIBERA 698/2018			INTERVENTI DI SVILUPPO PIANIFICATI			
			AGGIUNTIVA (MW)	DIREZIONE	FINALE (MW)	2018 (MW)	AGGIUNTIVA (MW)	DIREZIONE	FINALE (MW)	INFRASTRUTTURA CHIAVE	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO SCAMBIO PDS 2020 (MW)
Centro Nord - Nord	>	1.300	500	>	1.800	1.300	500	>	1.800	Colunga-Calenzano	302-P	+400
	<	4.000		<	4.500	4.000		<	4.500	HVDC Fano-Villanova	436-P	+600-1.000
	>	1.300	>	1.800	1.300	>	1.800	Colunga-Calenzano	302-P	+400		
	<	4.000	<	4.500	4.000	<	4.500	HVDC Fano-Villanova	436-P	+600		
Centro Sud - Centro Nord	>	2.700	1.100	>	3.800	2.700	1.100	>	3.800	Rim. lim. Centro Sud - Centro Nord	432-P	+150-300
	<	1300**		<	-	1.300		<	-	HVDC Fano-Villanova	436-P	+1.000-1.150
	>	2.700	>	3.800	2.700	>	3.800	Rim. lim. Centro Sud - Centro Nord	432-P	+150-300		
	<	1300**	<	-	1.300	<	-	HVDC Fano-Villanova	436-P	+1.000-1.150		
Sud - Centro Sud	>	4.600	900	>	5.500	4.600	900	>	5.500	Deliceto-Bisaccia	505-P	+400
	<	-		<	-	-		<	-	Foggia-Villanova	402-P	+500
	>	4.600	>	5.500	4.600	>	5.500	Montecorvino-Benevento	506-P	+200		
	<	-	<	-	-	<	-					
Rossano - Sud	>	2.450			2.450				Riassetto rete Nord Calabria	509-P	+900	
	<	-			-				Montecorvino-Benevento	506-P	+900	
Sicilia-Continente (4)	>	1.200	900	>	2.100	1.200	-	>	-	HVDC Cont.-Sicilia-Sardegna/rim. Lim. Sorgente-Rizziconi	723-P	+1.800-2.300
	<	1.100		<	2.000	1.100		<	-	HVDC Cont.-Sicilia-Sardegna/rim. Lim. Sorgente-Rizziconi	723-P	+1.900-2.400
Sardegna-Continente (5)	>	1.295	900	>	1.895	995	500 (2) 400 (3)	>	1.495 <sup>(2)*</sup> 1.395 <sup>(3)*</sup>	SACOI 3	301-P	+400
	<	1.028		<	1.628	728	500 (2) 400 (3)	<	1.228 <sup>(2)*</sup> 1.128 <sup>(3)*</sup>	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1.000
	>	1.295	>	1.895	995	500 (2) 400 (3)	>	1.495 <sup>(2)*</sup> 1.395 <sup>(3)*</sup>	SACOI 3	301-P	+400	
	<	1.028	<	1.628	728	500 (2) 400 (3)	<	1.228 <sup>(2)*</sup> 1.128 <sup>(3)*</sup>	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1.000	

\* 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).

2. Valore di capacità target tra Centro Nord e Sardegna.

3. Valore di capacità target tra Centro Sud e Sardegna.

4. Intendendo come frontiera con la Sicilia: Centro Sud, Rossano e Sardegna.

5. Intendendo come frontiera con la Sardegna: Corsica, Centro Nord, Centro Sud e Sicilia.

\*\* Il limite Centro-Nord/Centro-Sud potrebbe variare con la nuova configurazione zonale.

<sup>2</sup> 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://download.terna.it/terna/0000/1149/78.PDF".

# Incremento adeguatezza del Sistema Elettrico

# 6.5

Gli interventi di sviluppo considerati nel presente piano presentano, tra i vari obiettivi, anche quello di incrementare la affidabilità della rete. In questo senso, l'incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato, così come il rafforzamento della rete tramite, per esempio, l'eliminazione di antenne critiche, porta a un sostanziale miglioramento della robustezza e dell'affidabilità della rete.

A tale fine, un'analisi di adeguatezza basata su un approccio probabilistico è stata effettuata considerando tutti gli scenari previsti dal Piano. Il valore di domanda, le condizioni climatiche sono state variate secondo i 35 anni climatici considerati da ENTSO-E, così come il conseguente approvvigionamento di riserva sia zonale che nazionale. Per ogni anno climatico, si è effettuata poi un'analisi di adeguatezza considerando casualmente, secondo un approccio Monte Carlo, i fuori servizio di elementi di rete e generatori. Tale analisi viene condotta considerando la rete con e senza gli interventi previsti per un numero di combinazioni casuali elevato.

La adeguatezza del sistema elettrico viene valutata secondo i seguenti tre indici, 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.

Nelle figure seguenti sono rappresentati i tre indici di adeguatezza per tutti gli scenari di piano con e senza gli interventi di sviluppo previsti per ciascun anno orizzonte.

**FIGURA 8** *Indici di adeguatezza con e senza interventi per i vari scenari considerati*

	EENS [p.u.]	LOLP [%]	LOLE [h/anno]
<b>PNIEC 25 Senza</b>	<b>9.52E-06</b>	<b>1.57%</b>	<b>36.6</b>
<b>PNIEC 25 Con</b>	<b>2.94E-07</b>	<b>0.08%</b>	<b>3.5</b>
Differenza [%]	96.9	94.8	90.3
<b>PNIEC 30 Senza</b>	<b>3.09E-06</b>	<b>0.23%</b>	<b>28.6</b>
<b>PNIEC 30 Con</b>	<b>8.75E-08</b>	<b>0.01%</b>	<b>0.7</b>
Differenza [%]	97.2	96.6	97.7
<b>BAU 30 Senza</b>	<b>4.62E-07</b>	<b>0.03%</b>	<b>14.9</b>
<b>BAU 30 Con</b>	<b>2.29E-08</b>	<b>0.01%</b>	<b>0.6</b>
Differenza [%]	95.0	78.2	96.0
<b>DEC 30 Senza</b>	<b>4.83E-08</b>	<b>0.01%</b>	<b>1.0</b>
<b>DEC 30 Con</b>	<b>4.35E-08</b>	<b>0.01%</b>	<b>0.5</b>
Differenza [%]	10.0	52.2	48.0
<b>BAU 40 Senza</b>	<b>5.25E-07</b>	<b>0.06%</b>	<b>9.0</b>
<b>BAU 40 Con</b>	<b>3.27E-08</b>	<b>0.01%</b>	<b>0.7</b>
Differenza [%]	93.8	76.4	91.9
<b>DEC 40 Senza</b>	<b>1.44E-04</b>	<b>4.27%</b>	<b>35.1</b>
<b>DEC 40 Con</b>	<b>5.04E-06</b>	<b>0.16%</b>	<b>1.6</b>
Differenza [%]	96.5	96.2	95.6

1

| La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

| Lo stato del sistema elettrico

3

| Scenari

4

| Necessità di sviluppo

5

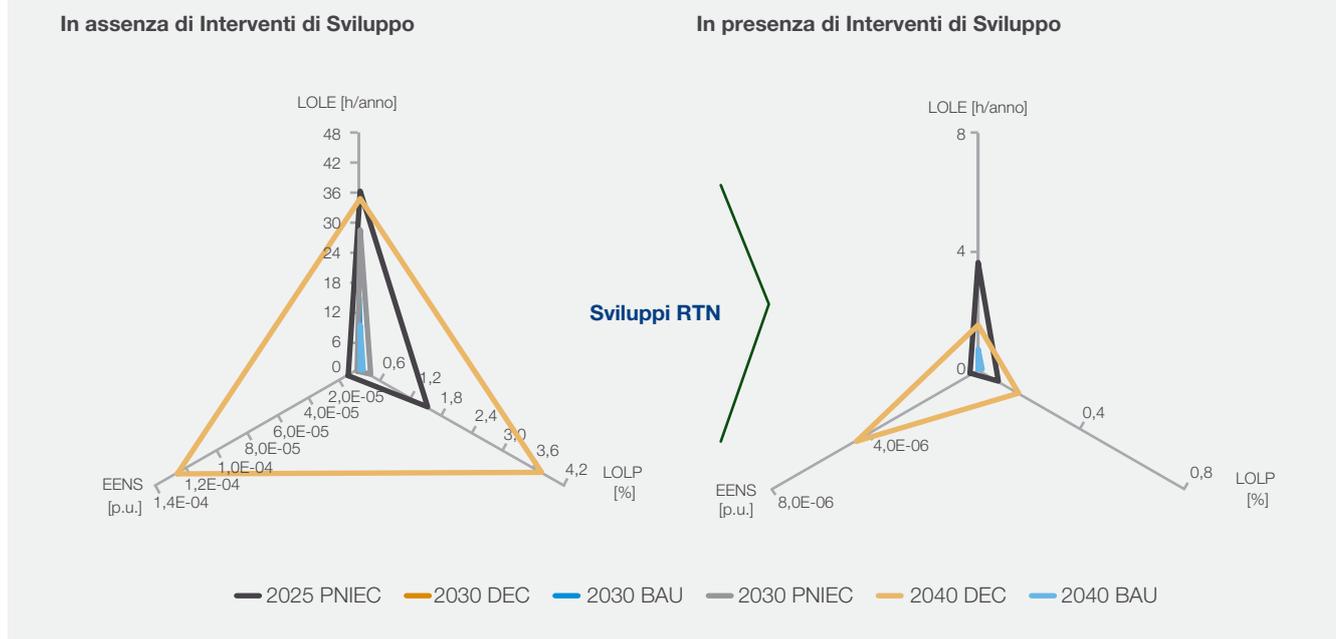
| Nuovi sviluppi

6

**Benefici per il sistema**



FIGURA 9 Indici di adeguatezza con e senza interventi per i vari scenari considerati



Le analisi mostrano che gli interventi di sviluppo contribuiscono a migliorare sensibilmente l'adeguatezza del sistema elettrico, miglioramento quantificabile in una riduzione sensibile degli indici di adeguatezza, tutti inclusi dentro la soglia fissata.

In generale le zone che presentano con maggior rischio di adeguatezza sono la zona Nord e la Sardegna, quest'ultima presenta criticità evidenti nello scenario PNIEC all'anno orizzonte 2025 che si attenuano al 2030 che vede una maggiore installazione di sistemi di accumulo rispetto al 2025.

Di contro si osserva, invece, una diminuzione di adeguatezza nella zona Nord per lo scenario PNIEC tra il 2025 e il 2030, dovuta a un forte incremento dell'installato rinnovabile in questa zona, che porta a congestioni di rete locali in assenza di interventi sulla rete di trasmissione.

Oltre il PNIEC, anche il DEC risulta essere uno scenario particolarmente critico per l'adeguatezza in assenza di interventi di sviluppo con riferimento all'anno orizzonte 2040. Questo scenario, infatti, è caratterizzato da una domanda elettrica molto elevata e da un contributo da parte dei paesi confinanti più limitato rispetto ad altri scenari pertanto si osserva un elevato valore di LOLE concentrato soprattutto nella zona Nord. Per tale ragione, nonostante il LOLE tra lo scenario 2025 PNIEC e 2040 DEC sia simile, lo scenario DEC evidenzia un valore di EENS più elevato avendo una domanda elettrica sensibilmente maggiore in generale oltre che concentrata nella zona Nord.

A seguito della realizzazione degli interventi di sviluppo, tutti gli scenari vedono rientrare completamente i problemi di adeguatezza mostrando indici che estremamente ridotti<sup>3</sup>.

Tuttavia, tra questi lo scenario DEC al 2040 continua ad avere indici di adeguatezza maggiore degli altri in termini di ENSO e LOLP risultando comunque complessivamente adeguato.

<sup>3</sup> Il DM28/06/2019 indica che generalmente un sistema elettrico evoluto si considera adeguato quando il LOLE non supera il valore pari a 3 ore. L'indicazione fornita dal decreto si limita al solo indice LOLE definendo una soglia analoga a quanto comunemente adottato in ambito ENTSO-E per le analisi di adeguatezza pan-europee svolte con modelli Bus-Bar. Gli indici di affidabilità aumentano incrementando il dettaglio di simulazione, pertanto il valore identificato dal decreto non può essere considerato come una soglia rigida per le analisi del presente paragrafo dato che questo include il dettaglio della rete primaria.

1

| La pianificazione della rete elettrica nella transizione energetica

2

| Lo stato del sistema elettrico

3

| Scenari

4

| Necessità di sviluppo

5

| Nuovi sviluppi

6

**Benefici per il sistema**

# Riduzione Emissioni CO<sub>2</sub>

# 6.6

Le politiche della Comunità Europea spingono fortemente verso un incremento dell'efficienza energetica dei sistemi energetici e verso una maggiore penetrazione di tecnologie a basso impatto ambientale. Queste misure sono volte, in ultima istanza, a ridurre il più possibile le emissioni di gas climalteranti, in particolare CO<sub>2</sub>.

Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica riveste un ruolo centrale nell'integrazione di tecnologie energetiche che permettano la riduzione di emissioni. In particolare, nel contesto di un sistema volto a un incremento importante di tali tecnologie, la attenta pianificazione della rete di trasmissione rappresenta uno strumento primario per il raggiungimento degli obiettivi definiti a livello italiano ed europeo, principalmente attraverso:

- la riduzione delle perdite di rete;
- il migliore sfruttamento delle risorse di generazione mediante lo spostamento di quote di produzione da impianti con rendimenti più bassi ma necessari per il rispetto dei vincoli di rete verso impianti più efficienti alimentati da fonti energetiche con minore intensità emissiva (ad esempio il gas) o verso impianti di produzione da fonti rinnovabili.

All'anno orizzonte di medio/lungo termine 2030 i diversi scenari evidenziano effetti positivi degli interventi di sviluppo in termini di riduzione di emissioni; tali effetti variano, come quantità, a seconda dello scenario analizzato.

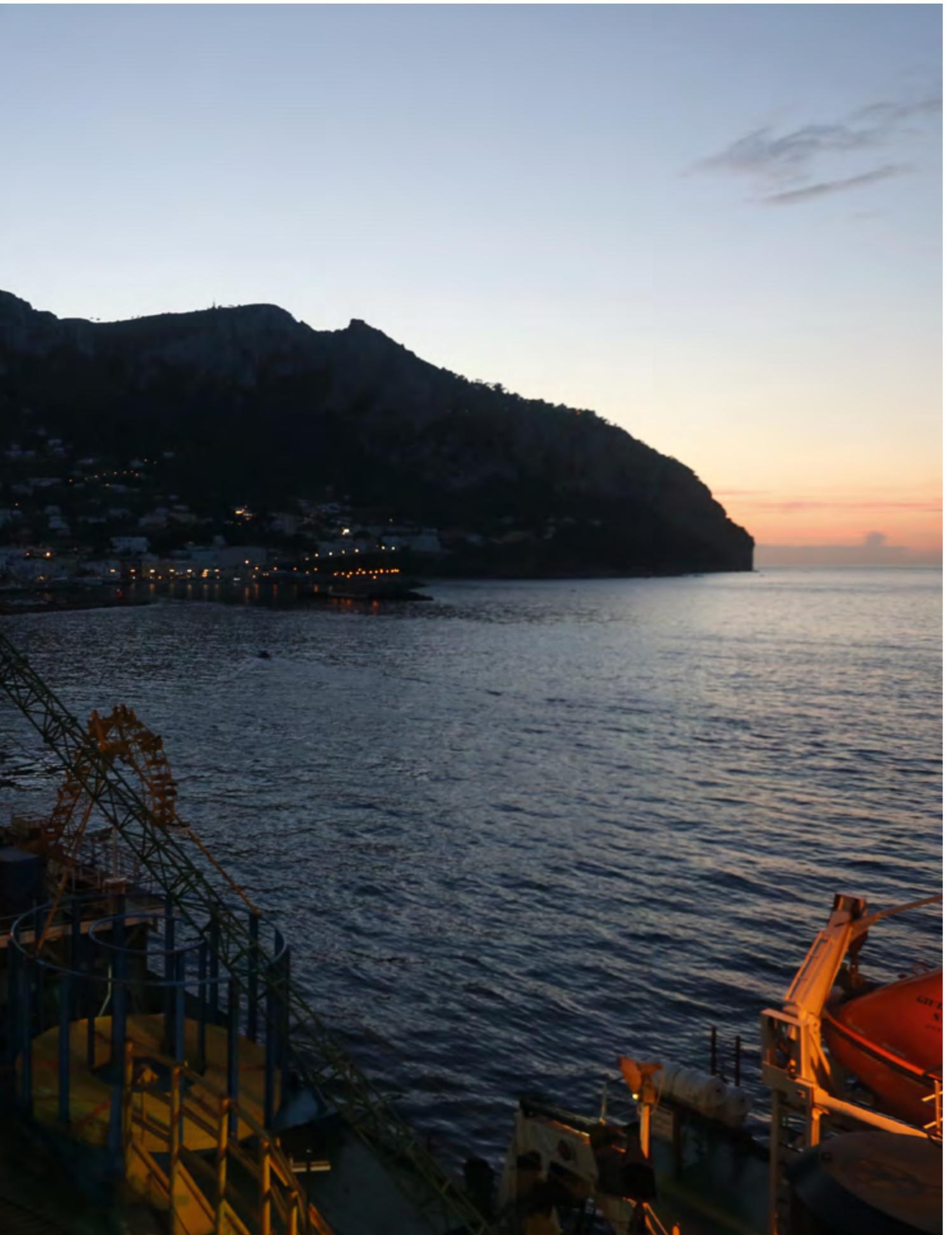
La riduzione delle perdite sulla rete di trasmissione comporta una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale, con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione da fonte termoelettrica. L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di circa 300 ktCO<sub>2</sub>/anno, circa uguali indipendentemente dallo scenario considerato.

La valutazione dell'incremento di efficienza nell'esercizio del parco termoelettrico conseguente ai principali interventi di rinforzo della RTN si basa sui risultati ottenuti da simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. I principali vincoli tecnici modellati in questa analisi comprendono, oltre ai vincoli di bilancio energetico del sistema e ai limiti caratteristici delle unità di generazione, anche i limiti di scambio tra le zone di mercato. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare, si confronta il dispacciamento ottenuto in MGP in due situazioni, l'una caratterizzata dai più alti valori dei limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai valori attuali dei limiti di scambio. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonali determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti o con una maggiore integrazione della produzione rinnovabile prevista per i diversi scenari.

Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> da circa 400 a 1800 ktCO<sub>2</sub>/anno a seconda dello scenario.

In conclusione, le analisi effettuate rilevano che la quantità di CO<sub>2</sub> evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico può raggiungere un valore massimo di circa 2,1 milioni di tonnellate all'anno 2030, in particolare nello scenario PNIEC.







Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

[www.terna.it](http://www.terna.it)

Mercurio GP  
Milano

Consulenza strategica  
Concept creativo  
Graphic design  
Impaginazione  
Editing

[www.mercuriogp.eu](http://www.mercuriogp.eu)



Varigrafica Alto Lazio S.r.l.  
Nepi (VT)

Stampa

[www.varigrafica.com](http://www.varigrafica.com)

