
Workshop con *Balance Responsible Party (BRP)* e *Balancing Service Provider (BSP)*

ROMA, 5 giugno 2026

- Descrivere le azioni messe in campo da Terna per l'**efficientamento del mercato dei servizi** (del. 326/24)
- Descrivere azioni nei **giorni in cui si sono presentate criticità** (del. 326/24)



1 CONTESTO

- Panoramica numeriche di esercizio 2025

2 CONTROLLO DELLE TENSIONI

- Digitalizzazione dei processi
- Nuovi Mezzi di compensazione del reattivo

3 GESTIONE DELLE RISERVE

- Evolutive previsione fabbisogno di bilanciamento del SEN
- Evolutive logiche di consuntivazione FRNP
- Tecnologie per la gestione dell'Adeguatezza del SEN

4 MITIGAZIONE DELLE CONGESTIONI

- Interventi Capital Light per rimozione limiti di portata
- Criteri innovativi implementati nel Sistema di Difesa
- Dynamic Thermal Rating

5 ADEGUAMENTI DI PROCESSO

- Framework Overall Equipment Effectiveness

USE CASE

- Calcolo VRI con modulo di ottimizzazione del commitment dei reattori
- Mitigazione congestioni tramite applicazione di Dynamic Thermal Rating (DTR)
- Esempio di applicazione intervento Capital Light (CL)

6 Q&A

1 CONTESTO

- Panoramica numeriche di esercizio 2025

2 CONTROLLO DELLE TENSIONI

- Digitalizzazione dei processi
- Nuovi Mezzi di compensazione del reattivo

3 GESTIONE DELLE RISERVE

- Evolutive previsione fabbisogno di bilanciamento del SEN
- Evolutive logiche di consuntivazione FRNP
- Tecnologie per la gestione dell'Adeguatezza del SEN

4 MITIGAZIONE DELLE CONGESTIONI

- Interventi Capital Light per rimozione limiti di portata
- Criteri innovativi implementati nel Sistema di Difesa
- Dynamic Thermal Rating

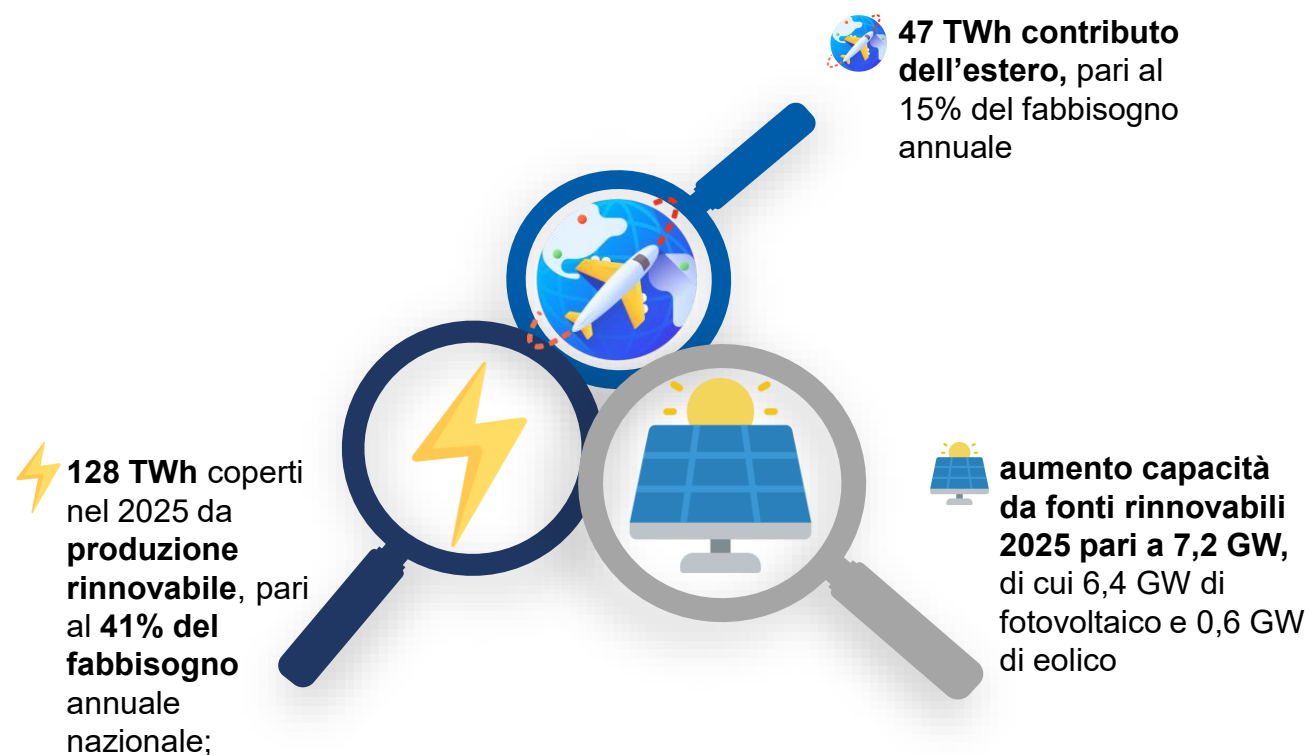
5 ADEGUAMENTI DI PROCESSO

- Framework Overall Equipment Effectiveness

6 Q&A

CONTESTO DI ESERCIZIO NEL 2025

Nel 2025, i consumi elettrici restano in linea con l'anno precedente. In relazione alla capacità installata, **continua la crescita dell'installato da fonti rinnovabili non programmabili**, che ridefinisce il **contesto di esercizio***.



Bilancio energetico

Stabilità della domanda elettrica

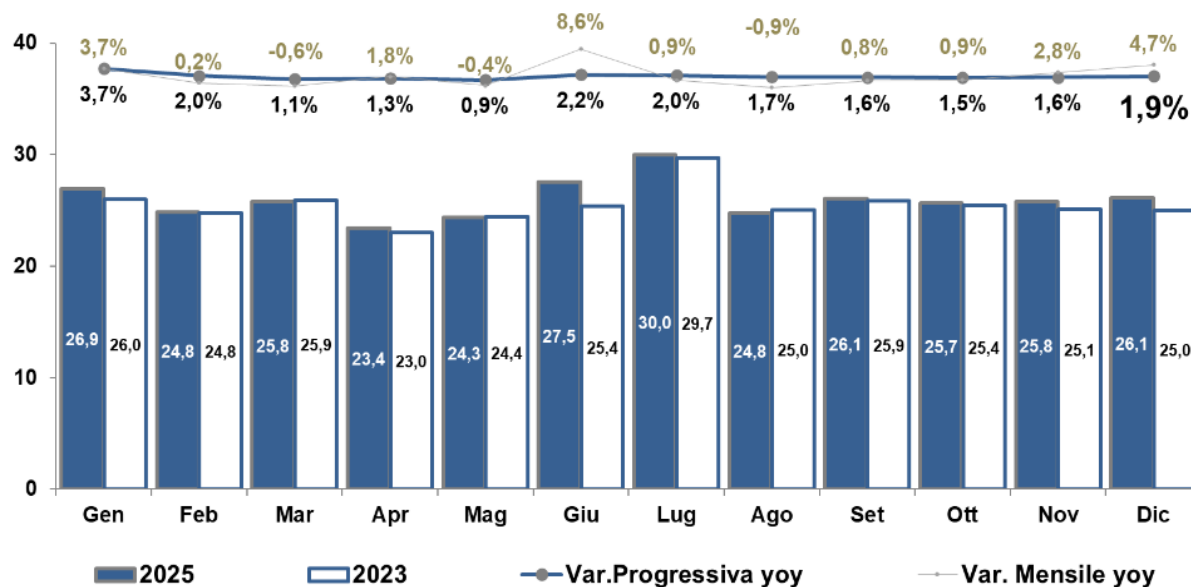
I consumi elettrici in Italia si sono attestati a **311,3 TWh**, mantenendosi su livelli sostanzialmente in linea con il 2024 (-0,2%) e segnando un incremento rispetto al 2023 (+1,9%).

Ruolo delle energie rinnovabili

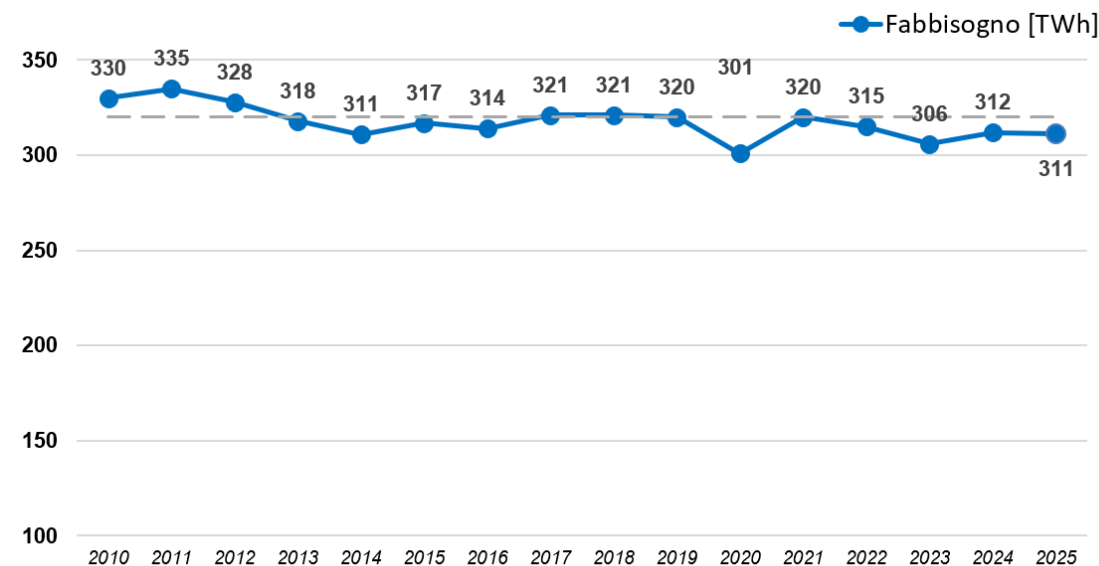
La capacità delle fonti rinnovabili non programmabili è cresciuta di 7,2 GW, trainata dal fotovoltaico (+6,4 GW).

Le rinnovabili hanno coperto il **41%** del fabbisogno nazionale. Il contributo della componente fotovoltaica ha continuato a crescere in maniera marcata, raggiungendo un nuovo **massimo storico** di 44,3 TWh (+25,1% su base annua, +47% rispetto al 2023). Si sono consuntivati, nella stagione primaverile, periodi orari in cui la generazione rinnovabile ha raggiunto picchi superiori al 100% del fabbisogno nazionale, in condizioni di esportazione.

Fabbisogno Italia 2025 vs 2023 - [TWh]



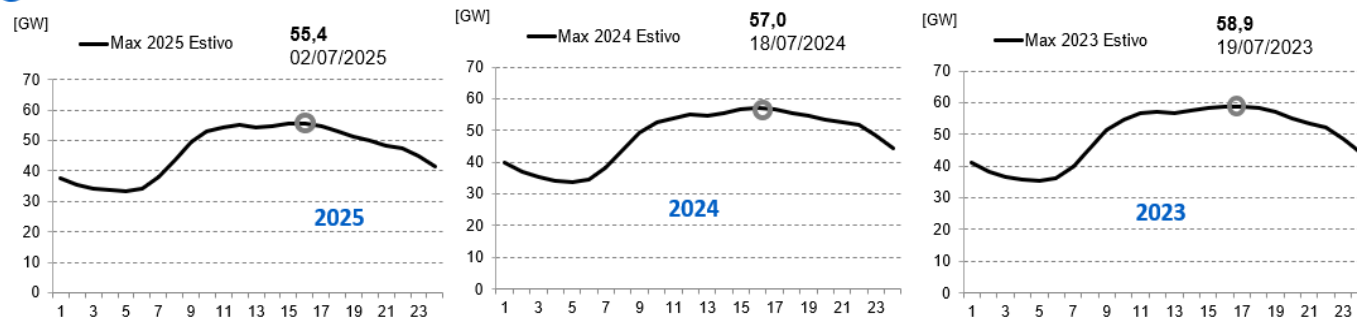
Andamento Fabbisogno Italia 2010 vs 2025 - [TWh]



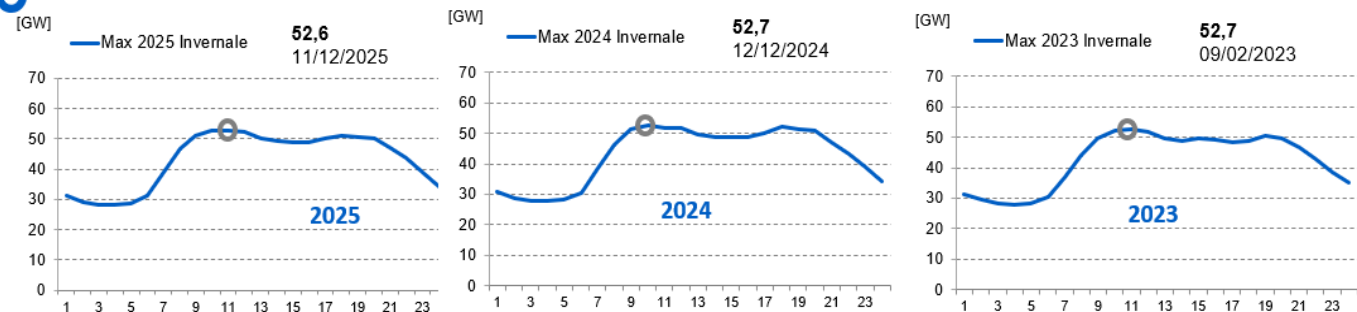
- Il **fabbisogno elettrico nel 2025** si conferma sostanzialmente stabile nel trend recente, con un lieve recupero rispetto al **2023 (+1,9%)** e livelli allineati al **2024 (-0,2%)**, per un **totale di 311,3 TWh**.
- La **produzione nazionale netta** registra una **crescita** significativa rispetto al **2023 (+4,6%)**, **raggiungendo 268,4 TWh** e coprendo l'**84,9%** del **fabbisogno elettrico**.

Copertura Fabbisogno Mensile [TWh]

Punta Estiva

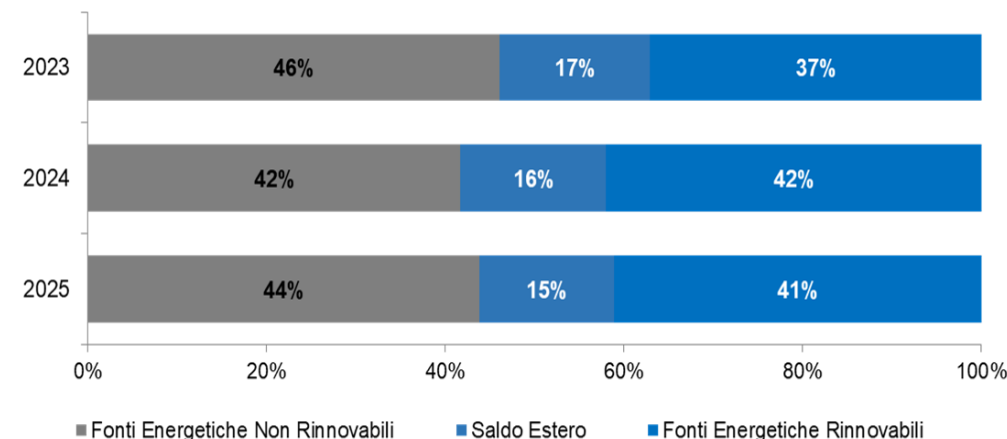


Punta Invernale



- ▶ Nel **2025**, la **punta di fabbisogno orario estiva** è stata registrata a **luglio**, con **55,5 GW**, in calo del **-2,7%** rispetto al **2024** e del **-5,7%** rispetto al **2023**.
- ▶ La **punta invernale** è stata rilevata a **dicembre**, con **52,6 GW**, sostanzialmente in linea (**-0,1% yoy**) rispetto all'anno precedente.

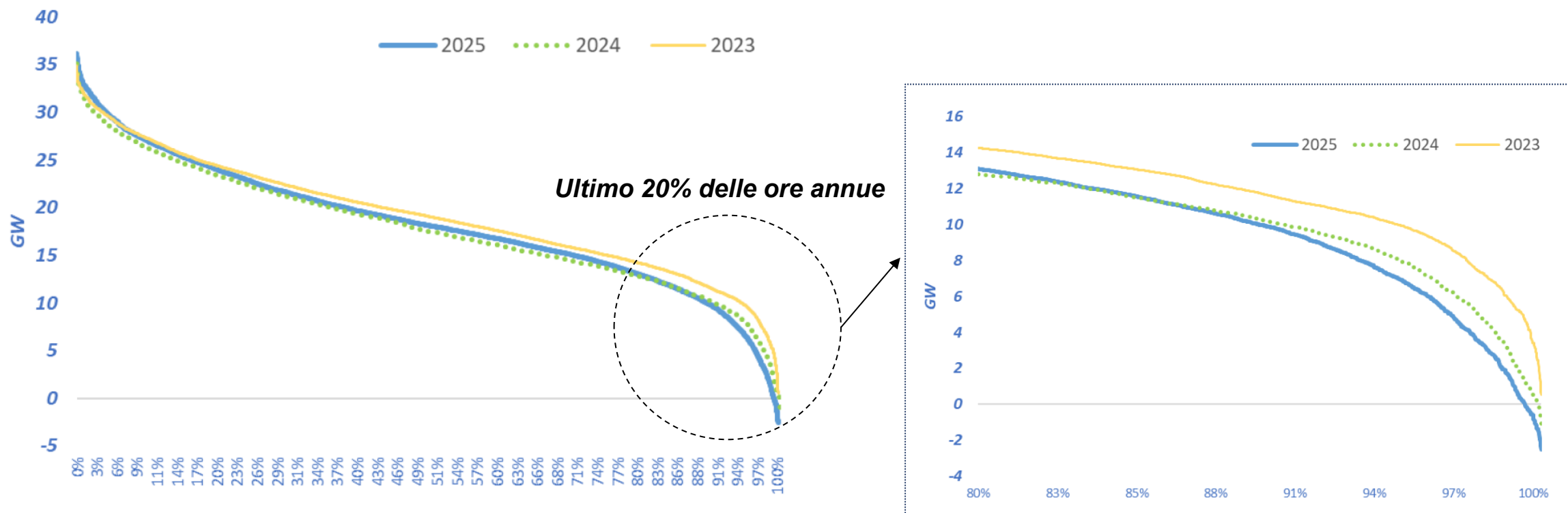
Composizione Fabbisogno 2025



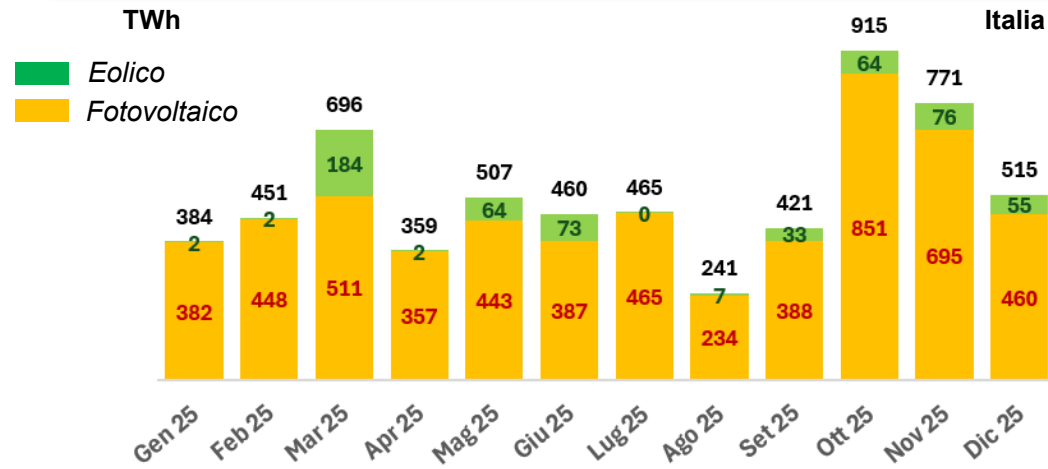
- ▶ Nel **2025** le **FER** hanno coperto **128 TWh** del fabbisogno elettrico nazionale, pari al **41,1%**.
- ▶ Il **fotovoltaico** ha trainato la crescita, raggiungendo **44,3 TWh (+25,1% yoy)**, sostenuto da **6,4 GW** di nuovi impianti e da maggiore irraggiamento.
- ▶ L'**idroelettrico** è rientrato su livelli ordinari dopo il picco del 2024; l'**eolico** è calato del **-3,3%**, mentre **geotermico (-0,3%)** e **biomasse** sono rimasti stabili.

Fabbisogno Italia 2025 vs 2023 – Carico residuo

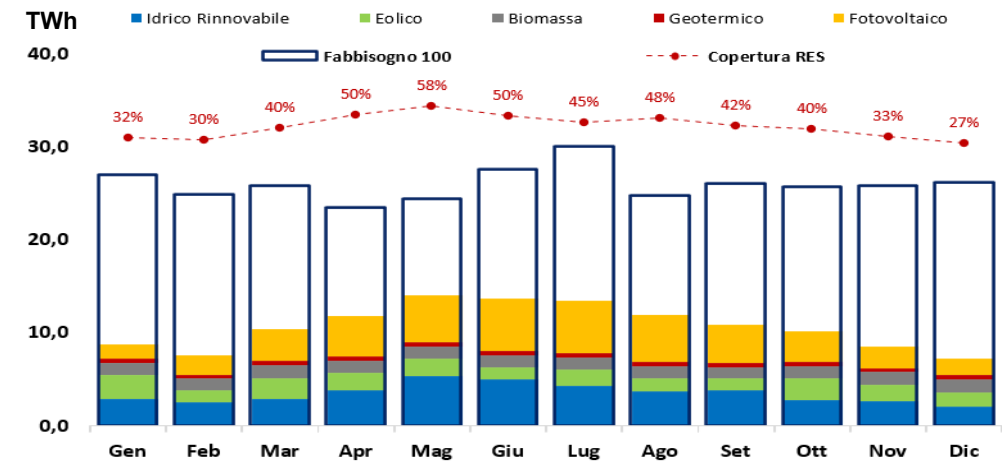
- ▶ Nel 2025 i picchi massimi di copertura FER sono risultati più elevati nelle giornate con carico ridotto.
- ▶ Rispetto al 2024, le curve si invertono intorno a 12 GW di carico residuo, indicando una maggiore frequenza di giornate con carico residuo contenuto.



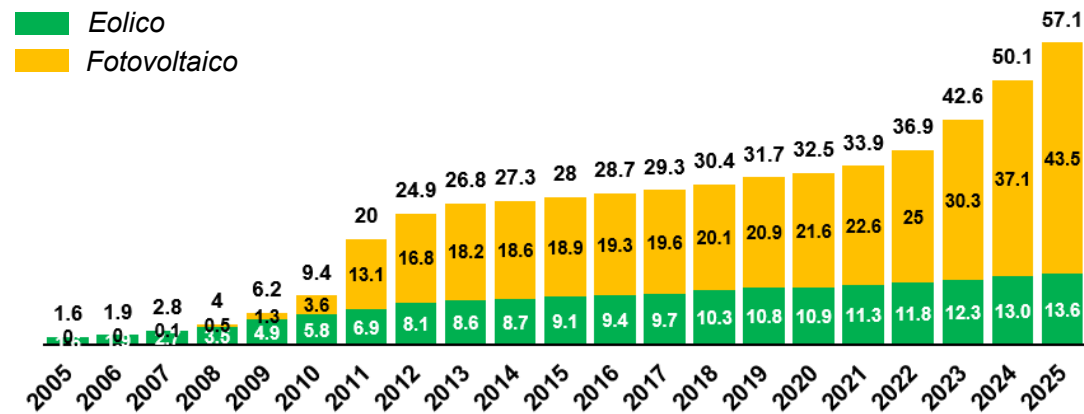
△ Installato Mensile Solare ed Eolico – 2025 [MW]



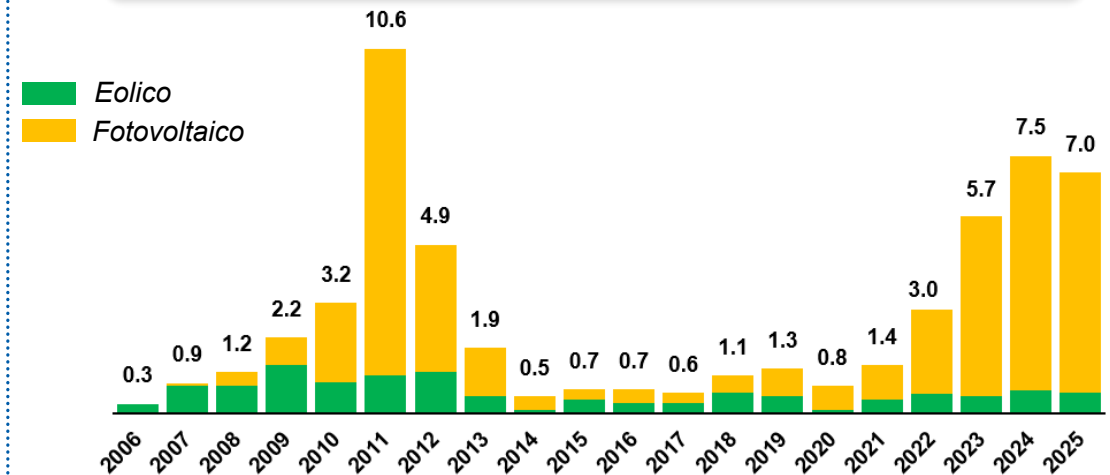
Copertura mensile – 2025 [%]



Progressivo Capacità installata totale eolico e fotovoltaico [GW]



△ Installato annuale eolico e fotovoltaico [GW]



1 CONTESTO

- Panoramica numeriche di esercizio 2025

2 CONTROLLO DELLE TENSIONI

- Digitalizzazione dei processi
- Nuovi Mezzi di compensazione del reattivo

3 GESTIONE DELLE RISERVE

- Evolutive previsione fabbisogno di bilanciamento del SEN
- Evolutive logiche di consuntivazione FRNP
- Tecnologie per la gestione dell'Adeguatezza del SEN

4 MITIGAZIONE DELLE CONGESTIONI

- Interventi Capital Light per rimozione limiti di portata
- Criteri innovativi implementati nel Sistema di Difesa
- Dynamic Thermal Rating

5 ADEGUAMENTI DI PROCESSO

- Framework Overall Equipment Effectiveness

6 Q&A



Obiettivo

Nel processo di **definizione del fabbisogno VRI** è stato introdotto un modulo di ottimizzazione del commitment dei mezzi di compensazione, con **focus sui reattori e compensatori sincroni**.

L'obiettivo è **incrementare il grado di automatismo** nella predisposizione degli **scenari previsionali** per le analisi di sicurezza di medio termine, garantendo coerenza tra scenari, stato della rete e reale disponibilità degli **asset**, riducendo la necessità di azioni iterative sulla Libreria degli Assetti.



Contesto

Applicazione alle analisi di sicurezza mid-term per il controllo dei profili di tensione della rete AAT-AT, con massimo beneficio in scenari di **alto FER / basso carico**.

In tali contesti, il **punto di funzionamento iniziale dei reattori e compensatori sincroni nello scenario** può risultare **non ottimale** rispetto ai profili di tensione attesi, rendendo necessario un **approccio dinamico e adattivo**, che in passato era gestito mediante la **selezione iterativa di assetti di funzionamento dalla Libreria degli Assetti**.



Metodologia

Lo **scenario di partenza** è sottoposto a una fase di **pre-ottimizzazione**. In questa fase il modulo ottimizza automaticamente il **commitment dei reattori**, superando la logica statica degli assetti iniziali.

Il modulo, basato su **Mixed Integer Linear Programming** e **coefficienti di sensitivity (kV/MVAr)**, attraverso un **processo iterativo automatico** di inserzione e disinserione dei reattori disponibili, individua la configurazione che **minimizza le violazioni iniziali di tensione sulla rete 400 kV**, in coerenza con i **vincoli operativi** e con l'effettiva **disponibilità degli asset**.

L'esito è un **assetto dei mezzi di compensazione ottimizzato** che aggiorna lo scenario e supporta le **analisi di sicurezza** e il **calcolo dei VRI**.

Eventuali violazioni residue sono gestite attraverso altre contromisure *non-costly* o *costly*.



Impatto operativo

- **Discontinuità operativa:** maggiore automatizzazione nella configurazione degli scenari, superando l'utilizzo iterativo della Libreria Assetti Strategici.
- **Maggiore efficienza operativa:** riduzione delle violazioni di tensione iniziali e accelerazione delle analisi di sicurezza e del dimensionamento VRI.

Obiettivo

Efficientare le analisi di sicurezza su orizzonte *mid-term* soprattutto in scenari di esercizio caratterizzati da basso carico residuo.

Pre-intervento



Caso reale – 29 dicembre 2025, ore 23:30



L'algoritmo rileva una configurazione iniziale stressata (rete di trasmissione poco carica), per la quale risulterebbero necessarie più attività di *pre-processing* per la predisposizione dello scenario per le analisi di sicurezza:

- **47 nodi fuori soglia** tra i 738 monitorati
- **Sovratensioni** distribuite su:
 - Rete 380 kV (14 nodi)
 - Rete 220 kV (23 nodi)

Soluzione implementata

Il modulo VRI opera in maniera automatica:

- **Analizza le sensitività nodali** rispetto alla potenza reattiva
- **Identifica gli asset più efficaci** per il rientro delle tensioni
- **Applica una logica iterativa (3 cicli)** per convergere verso un assetto ottimale



Interventi proposti:

- **Inserzione reattori su rete 400 kV:** *Deliceto, Santa Sofia, Lacchiarella*
- **Inserzione reattori su rete 220 kV:** *Cedegolo, Cattolica, Ragusa*



Eliminare integralmente tutte le violazioni individuate
Riportare i livelli di tensione entro i limiti operativi
Stabilizzare il sistema su un assetto coerente con i vincoli operativi.

Beneficio

Il contributo del modulo VRI è particolarmente evidente sul piano operativo:

- Riduzione significativa dei tempi di analisi di sicurezza.
- Eliminazione della necessità di costruire iterativamente scenari alternativi.



Output impiegato per:

- Dimensionamento fabbisogno VRI
- Input alla sottofase MSD

Nessun ricorso alla Libreria Assetti Strategici → Maggiore efficienza nel processo di dimensionamento dei VRI

Nuovi Mezzi di Compensazione

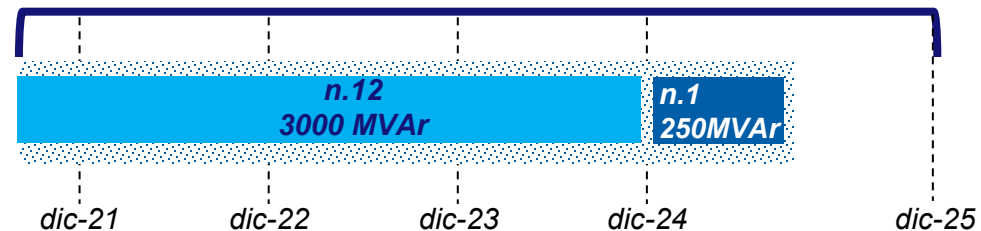
Terna ha accelerato e ottimizzato il programma di installazione di **compensatori sincroni** per la **regolazione di tensione e potenza reattiva**.

Tali macchine rappresentano, soprattutto in condizioni di consumi ridotti, uno strumento chiave per la gestione in sicurezza della rete elettrica, supportando l'inerzia, la regolazione di tensione e la potenza di corto circuito ai nodi della rete, diminuendo la necessità di impianti di generazione convenzionali in servizio e di modulazione delle fonti rinnovabili non programmabile.

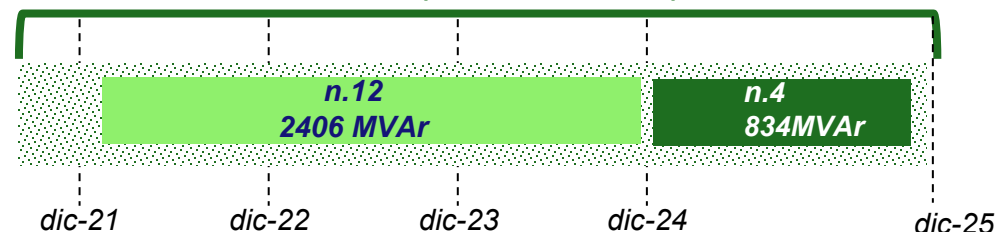
Accanto ai compensatori, ulteriori strumenti finalizzati al miglioramento delle tensioni e della stabilità della rete riguardano l'installazione di:

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

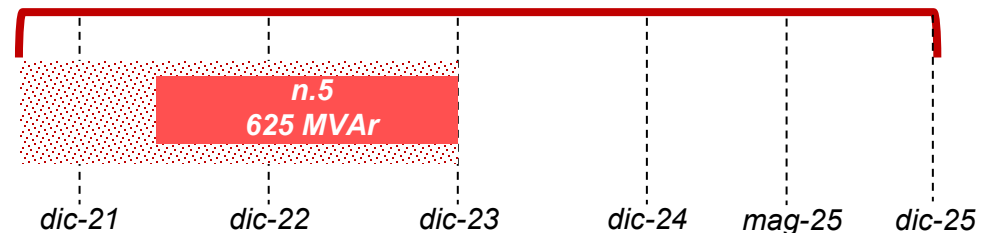
Compensatori (n.13, 3250 MVar)



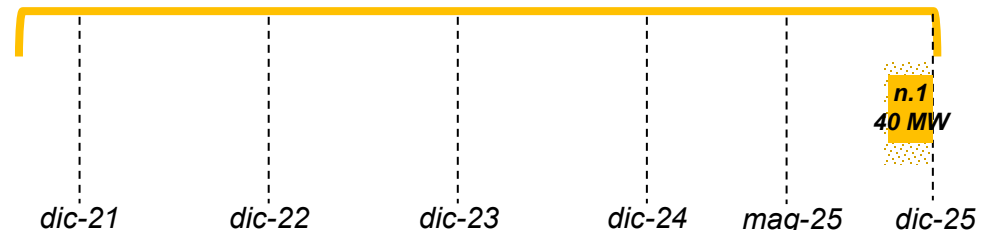
Reattori (n.16, 3240 MVar)



STATCOM (n.5, 625 MVar)

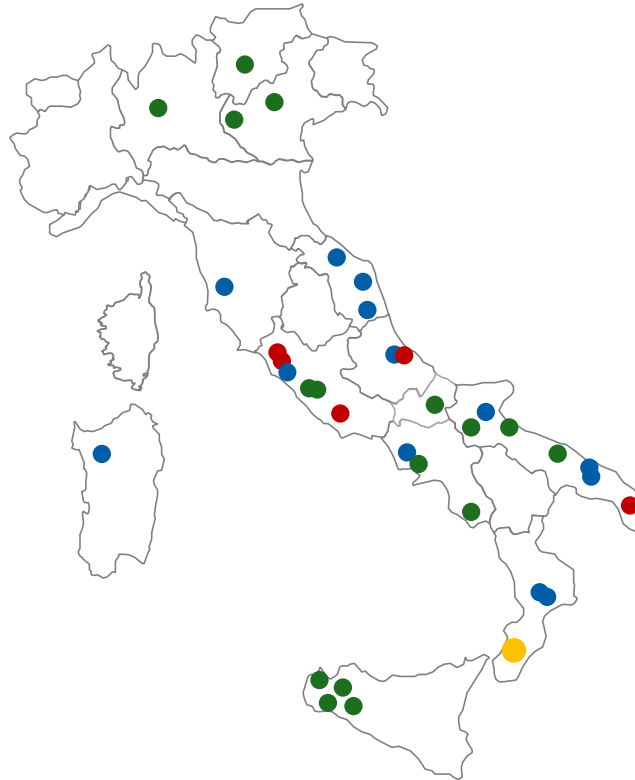


Resistori (n.1, 40 MW)



MAPPA INSTALLAZIONI

- Reattori in esercizio
- ICS in esercizio
- STATCOM in esercizio
- Resistori in esercizio



CONSUNTIVO ARCO '21-'25

Compensatori

13

3250 MVar

Reattori

16

3240 MVar

Statcom

5

625 MVar

L'insieme delle azioni messe in campo, sia in termini di **innovazioni tecnologiche** che di nuovi **mezzi di compensazione installati**, hanno supportato il rispetto nel corso del 2025 delle soglie riportate nel documento "Livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2025" su tutti i nodi della Rete di Trasmissione Nazionale*.

1 CONTESTO

- Panoramica numeriche di esercizio 2025

2 CONTROLLO DELLE TENSIONI

- Digitalizzazione dei processi
- Nuovi Mezzi di compensazione del reattivo

3 GESTIONE DELLE RISERVE

- Evolutive previsione fabbisogno di bilanciamento del SEN
- Evolutive logiche di consuntivazione FRNP
- Tecnologie per la gestione dell'Adeguatezza del SEN

4 MITIGAZIONE DELLE CONGESTIONI

- Interventi Capital Light per rimozione limiti di portata
- Criteri innovativi implementati nel Sistema di Difesa
- Dynamic Thermal Rating

5 ADEGUAMENTI DI PROCESSO

- Framework Overall Equipment Effectiveness

6 Q&A

Evolutive modellistiche - Previsione del fabbisogno di bilanciamento del SEN

Le evoluzioni introdotte nei modelli permettono di rendere **più solida e precisa la previsione del fabbisogno di bilanciamento**, in uno scenario segnato da **maggiore volatilità** e da **maggiore granularità dei mercati** (*Imbalance Settlement Period a 15'*), offrendo un **supporto efficace alle attività di esercizio**.

CONTESTO

Necessità di superare approcci previsionali tradizionali

- Il passaggio all'ISP quartorario ha introdotto una maggiore variabilità intra-periodo
- La crescita delle FER non programmabili ha aumentato l'incertezza del fabbisogno residuo.
- La serie storica del fabbisogno mostra un incremento di volatilità

EVOLUZIONE MODELLISTICA

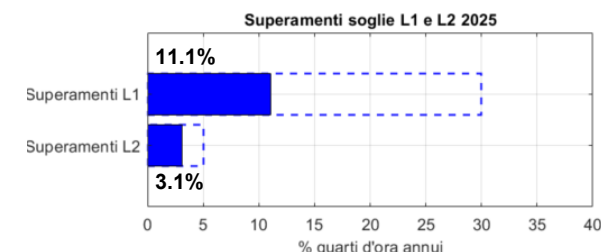
Maggiore capacità di rappresentare le dinamiche real-time e le nuove forme di variabilità

- Interventi puntuali nel modello sviluppato a partire dal 2023.
- Rafforzamento delle regressioni multivariate per meglio razionalizzare la rinnovata complessità della serie storica.
- Integrazione della componente intra-quartoraria ad alta frequenza (fino a 4 secondi).

EVIDENZE

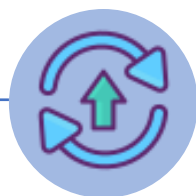
Errore di previsione stabile in condizioni operative più stressate

- Mantenimento di livelli degli errori previsionali in valore assoluto (MAE) allineati all'anno precedente nonostante la maggiore complessità.
- Rispetto anche nel 2025 dei parametri di qualità nel controllo della frequenza, comprese le soglie annuali *Level 1* e *Level 2**.

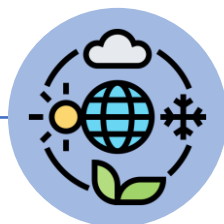


Gli sviluppi sui previsori delle fonti rinnovabili non programmabili hanno consentito di rafforzare la rappresentazione della produzione reale e attesa, migliorando la qualità degli input alle metodologie di dimensionamento delle riserve, in un contesto caratterizzato da elevata variabilità e incertezza meteorologica.

MIGLIORAMENTO DELLE LOGICHE DI CONSUNTIVAZIONE



- Introduzione di logiche di stima indiretta (**sentinelle sintetiche**) per impianti per cui non è disponibile la tele-misura in *near-real time* (es. FER installato su MT/BT);
- Migliore copertura delle porzioni distribuite del parco FER.
- Riduzione delle discontinuità e incoerenze nei dati di input.



PREVISIONE METEO AVANZATA

- Utilizzo di approcci multi-scenario (logiche *ensemble*).
- Migliore gestione dell'incertezza nelle variabili meteo.



RISULTATI E IMPATTI

- Errore assoluto (MAE) della previsione FV costante nonostante forte incremento di installato FV.
- Il dimensionamento delle riserve, svolto da Terna in linea con i requisiti del quadro regolatorio (e.g. Regolamento EU 2017/1485), si basa su previsioni maggiormente accurate.

Tecnologie per la gestione dell'Adeguatezza del SEN



Sviluppata nel 2025 una **soluzione modellistica automatizzata** per ottimizzare, in condizioni di sicurezza ed efficienza, l'impiego delle risorse di regolazione **nel contesto delle analisi di adeguatezza operativa**, in un contesto caratterizzato da crescente incertezza legata alla penetrazione delle FER non programmabili.

Il modello opera su orizzonte **multi-temporale** (quarto-orario fino a 2 settimane) e supporta le valutazioni di adeguatezza operativa attraverso un aggiornamento continuo delle condizioni di sistema.

- **Aggiornamento quarto-orario delle valutazioni** → allineamento continuo con esiti di mercato e scenario reale
- **Analisi estesa a scenari probabilistici** (livelli di confidenza previsionali) e scenari cautelativi su grandezze non governabili
- **Introduzione di un approccio a rischio esplicito** nella valutazione dell'adeguatezza



METODOLOGIA ADOTTATA

La soluzione utilizza tecniche di ricerca operativa per determinare la disponibilità e l'utilizzo atteso delle leve di flessibilità:

- Programmazione dei sistemi di accumulo
- Modulazione delle FER (RTN e distribuzione tramite RiGeDi)
- Dispacciamento del parco programmabile
- Servizi lato domanda

L'ottimizzazione è guidata da una funzione obiettivo, nel rispetto dei seguenti vincoli:

- Vincoli tecnici sistemi di accumulo
- Vincoli di capacità di trasporto interzonale
- Vincoli di sistema



VALORE OPERATIVO

- Monitoraggio dinamico e continuo dell'adeguatezza del sistema
- Maggiore tempestività nell'attivazione delle contromisure
- Ottimizzazione coordinata delle risorse di regolazione
- Migliore gestione dell'incertezza (FER, fabbisogno, condizioni di rete)

1 CONTESTO

- Panoramica numeriche di esercizio 2025

2 CONTROLLO DELLE TENSIONI

- Digitalizzazione dei processi
- Nuovi Mezzi di compensazione

3 GESTIONE DELLE RISERVE

- Evolutive previsione fabbisogno di bilanciamento del SEN
- Evolutive logiche di consuntivazione FRNP
- Tecnologie per la gestione dell'Adeguatezza del SEN

4 MITIGAZIONE DELLE CONGESTIONI

- Interventi Capital Light per rimozione limiti di portata
- Criteri innovativi implementati nel Sistema di Difesa
- Dynamic Thermal Rating

5 ADEGUAMENTI DI PROCESSO

- Framework Overall Equipment Effectiveness

6 Q&A

Interventi Capital Light – progressive 2025



+941 MW nel periodo estivo

+1299 MW nel periodo invernale



7 regioni italiane coinvolte



1 interventi sulla rete 380 kV

3 interventi sulla rete 220 kV

11 interventi sulla rete 150 kV

7 interventi sulla rete 132 kV



Benefici

- Massimizzazione dispacciamento delle RES
- Incremento capacità di trasporto



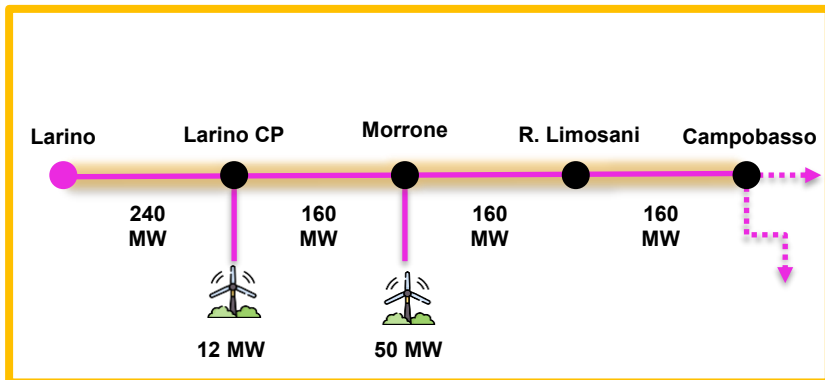
Mitigazione congestioni locali tramite interventi Capital Light

Criticità mitigata

Congestioni locali vincolanti l'esercizio di una porzione di rete di subtrasmissione con conseguenti limitazioni della produzione eolica dell'area.

Pre-intervento

Registrate riduzioni della produzione eolica per congestioni sulla rete in situazioni di rete non integra. Avviata analisi delle caratteristiche della porzione di rete 150 kV.



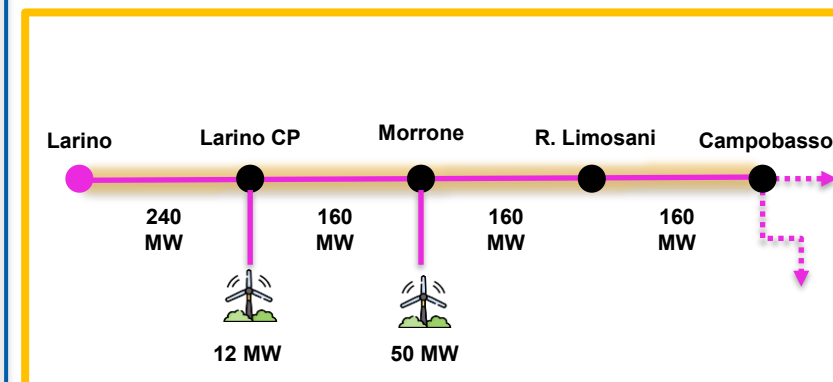
Soluzione implementata

Eseguiti **interventi Capital Light** di adeguamento componenti di stallo presso le Cabine Primarie e installazione di dispositivo DTR, necessari ad ottenere un **incremento delle portate** dei collegamenti congestionati.

Beneficio



Riduzione necessità di limitazione della produzione eolica.





Massimizzazione dell'efficienza nella gestione in sicurezza del SEN

Azioni messe in campo nel 2025

Ampliamento risorse asservite ai Telescatti

Piena integrazione delle risorse BESS nelle logiche automatiche permettendo di ampliare l'efficacia del sistema di difesa

Use case: Aggiornamento di tutte le logiche

Telescatti locali per massimizzazione dispacciamento RES

Sviluppate nuove logiche di Telescatto locali per massimizzare la generazione delle risorse FER gestendo in sicurezza il SEN

Use case: Rilascio Telescatti «Tuscania» , «Bisaccia» , «Deliceto»

Telescatti per gestione congestioni di rete

Ridotta la necessità di ricorrere ad azioni di ridispacciamento a preventivo, potenziando i controlli effettuati dalle logiche di Telescatto

Use case: Rilascio Telescatti «Nord-Est» ; «Alto Adriatico»

Telescatti per gestione stabilità

Interventi di sviluppo mirati del Sistema di Difesa, per garantirne un'azione efficace a fronte di contingenze severe per il mantenimento della stabilità del SEN

Use case: Aggiornamento Telescatti «Area Sud» , «Sud-Ovest» , «Nord-Centro Nord-Centro Sud»

Automatizzazione Aggiornamento Telescatti

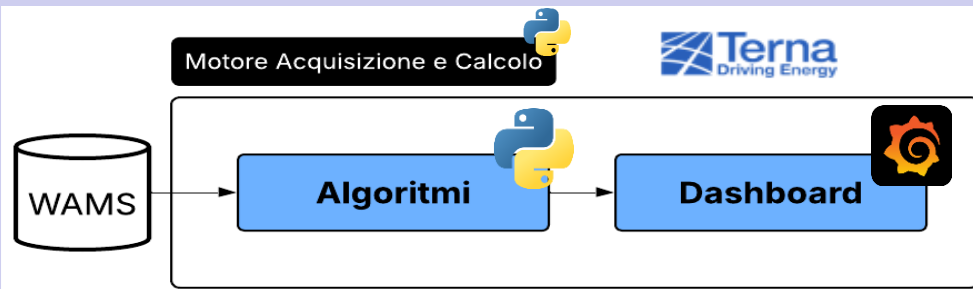
Con l'obiettivo di ottimizzare gli aggiornamenti dei telescatti, sempre più frequenti in funzione delle evoluzioni del SEN, sono state ulteriormente automatizzate alcune fasi dei processi di sviluppo, massimizzando i benefici apportati dai sistemi di difesa.

Use case: Aggiornamento di tutte le logiche

Criteri innovativi implementati nel Sistema di Difesa

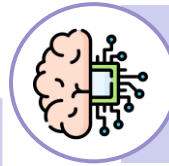
Dashboard per utilizzo operativo e servizi alla stabilità del SEN: Sistema WAMS

NUOVA ARCHITETTURA



Piattaforma Modulare e Scalabile

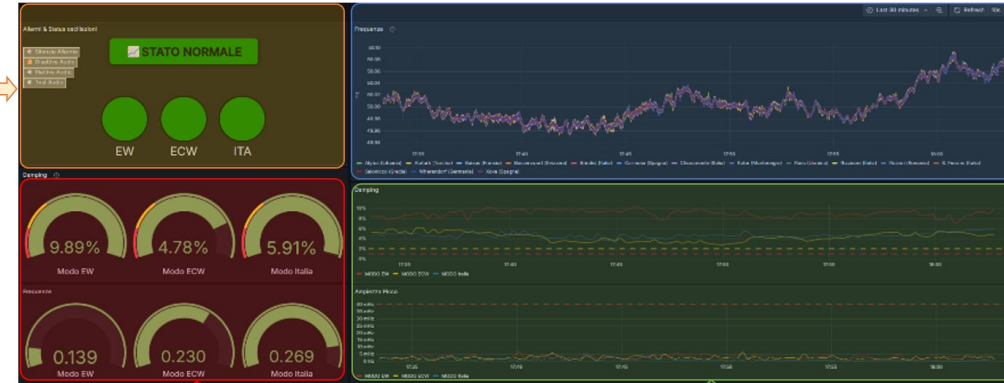
- Sviluppo su base **Python**, modulare e scalabile;
- Architettura flessibile, pronta ad accogliere nuove logiche;
- Visualizzazione su **Dashboard dedicate**;



Rifacimento ed evoluzione delle funzionalità WAMS su piattaforma Python sviluppata internamente. La nuova architettura ha consentito il rifacimento degli algoritmi esistenti, migliorandone scalabilità, manutenibilità e capacità evolutiva.

Allarmistica sonora e visiva

Ha lo scopo di descrivere lo stato attuale del sistema e lo stato dei singoli modi che descrivono il sistema elettrico europeo.



Gauges dei modi

Ha lo scopo di descrivere sinteticamente lo stato dei singoli modi che interessano il continente sotto il profilo della frequenza e dello smorzamento.

Trend dei modi

I trend descrivono gli andamenti temporali di smorzamento e ampiezza con i relativi limiti superiori o inferiori. Il superamento di anche solo uno dei valori limite determina allarme sonoro con indicazione grafica del modo eccitato o non smorzato.

Monitoraggio frequenze PMU algoritmi

Ha lo scopo di rappresentare nel dominio del tempo l'andamento delle frequenze registrate nei paesi selezionati dall'algoritmo FFT-TK.



Estensione in corso delle funzionalità a nuove risorse e porzioni di rete e progressiva evoluzione della piattaforma da **WAMS (Wide Area Monitoring System)** a **WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection and Control)**, integrando nuove logiche di protezione, controllo e supporto operativo basate su misure sincrone PMU.



WAMS (Wide Area Monitoring System)



WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection and Control)



Dynamic Thermal Rating

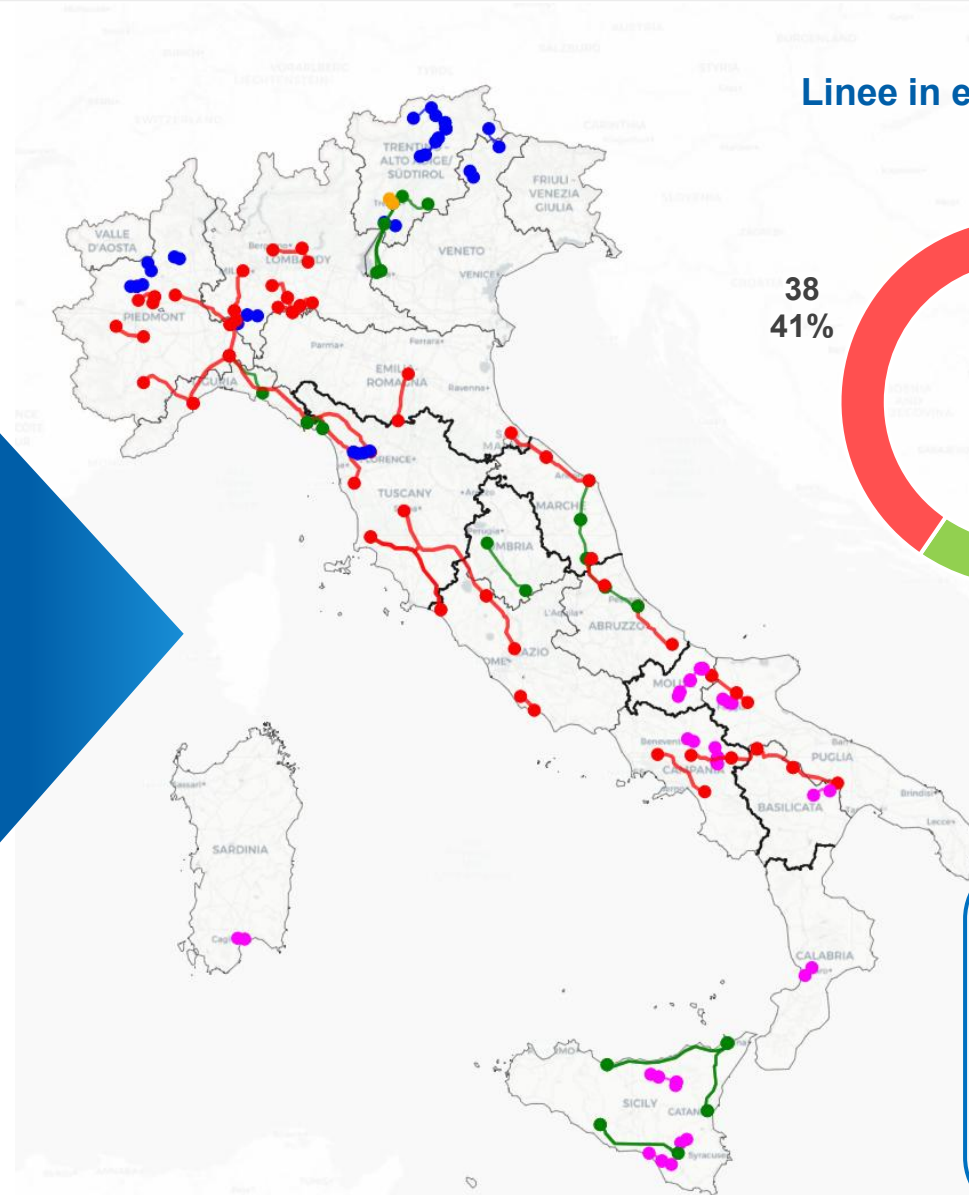


Dynamic Thermal Rating

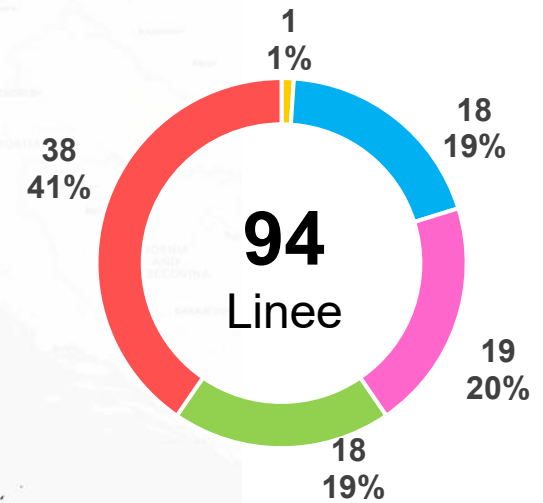
Il sistema DTR consente una **stima in tempo reale della capacità massima** in corrente che la linea di trasmissione è in grado di sostenere effettivamente in un determinato momento oltre che su una finestra temporale previsionale (tipicamente nei sistemi Terna di *Real Time Operation* fino a 30 min in avanti dall'istante in cui viene eseguita la valutazione).

Il sistema DTR si avvale di **una serie di misure locali**, tra cui la temperatura del conduttore nelle campate considerate più critiche, le variabili meteo e i parametri elettrici della linea.

Tale sistema consente di superare il **tradizionale approccio** di gestione degli asset in “corrente” a favore di uno **nuovo approccio in “temperatura”** in grado di rilasciare in sicurezza una certa quantità di capacità di trasposto addizionale intrinsecamente disponibile da ciascun asset e non completamente sfruttata dall'approccio tradizionale.



Linee in esercizio con DTR*



Tensione

60

132

150

220

380

Attivazioni DTR 2025*

+ 13 linee :

n.7 linee 380 kV

n.2 linee 220 kV

n.3 linee 150 kV

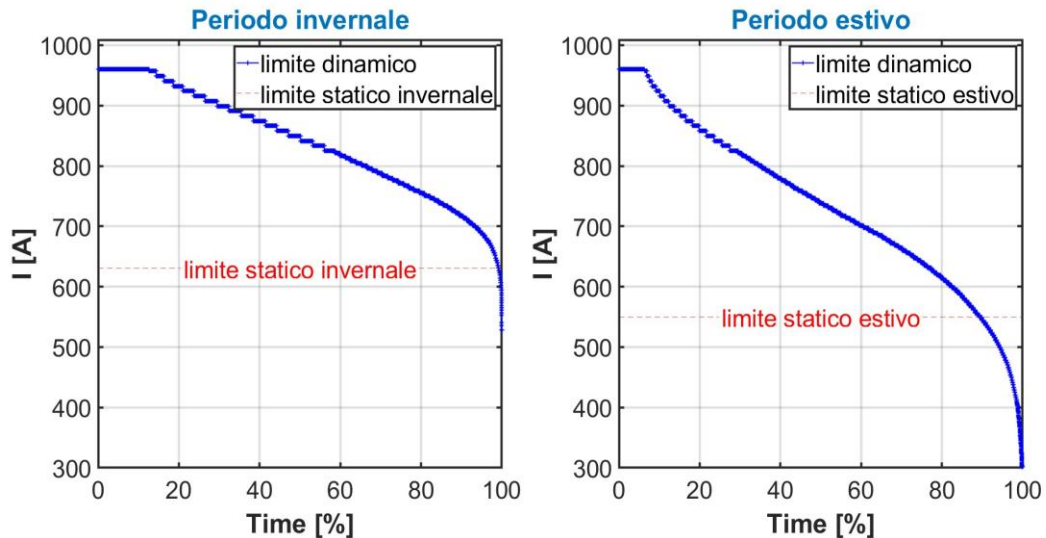
n.1 linee 132 kV

Beneficio

Riduzione delle congestioni in N-1

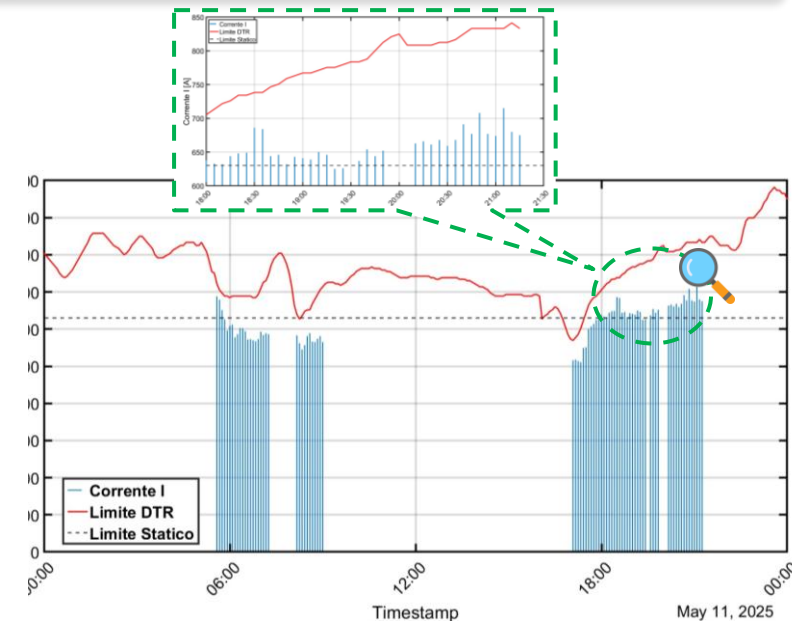
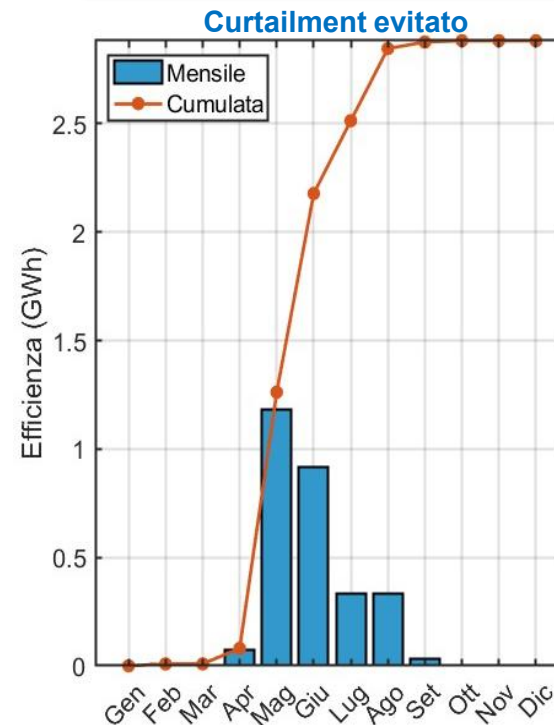


Sandrà-Torbole 220 kV



Dalle curve di durata per la linea 220 kV Sandrà-Torbole, si nota come il limite dinamico di corrente determinato attraverso l'impiego di sistemi DTR, sia superiore al limite statico, differenziato secondo periodo invernale (i.e. 630 A) ed estivo (i.e. 550 A), per il 94% del tempo del 2025.

Applicazione DTR



La presenza del DTR consente il rilascio di capacità addizionale, permettendo la risoluzione di superamenti del limite di corrente in caso di congestione N-1 e migliorando complessivamente la gestione operativa della rete.

Workshop Utenti del Dispacciamento

1 CONTESTO

- Panoramica numeriche di esercizio 2025

2 CONTROLLO DELLE TENSIONI

- Digitalizzazione dei processi
- Nuovi Mezzi di compensazione del reattivo

3 GESTIONE DELLE RISERVE

- Evolutive previsione fabbisogno di bilanciamento del SEN
- Evolutive logiche di consuntivazione FRNP
- Tecnologie per la gestione dell'Adeguatezza del SEN

4 MITIGAZIONE DELLE CONGESTIONI

- Interventi Capital Light per rimozione limiti di portata
- Criteri innovativi implementati nel Sistema di Difesa
- Dynamic Thermal Rating

5 ADEGUAMENTI DI PROCESSO

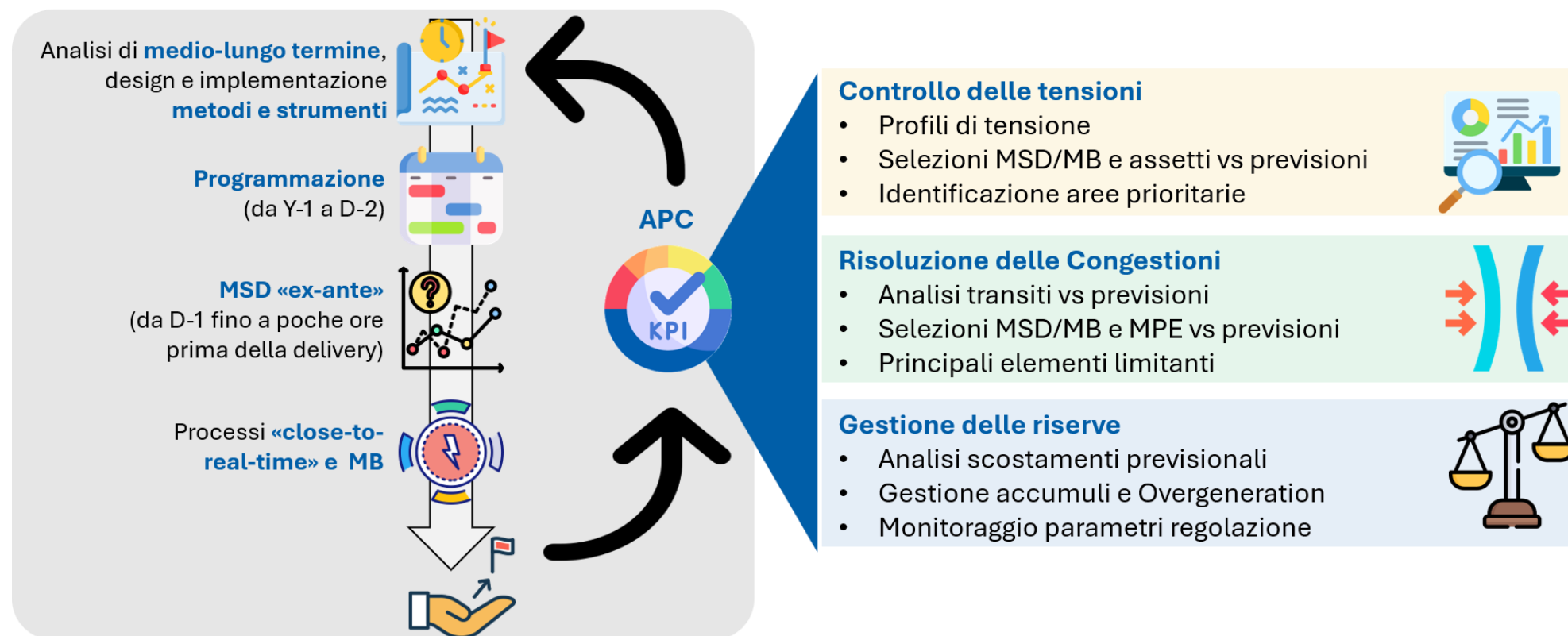
- Framework Overall Equipment Effectiveness

6 Q&A

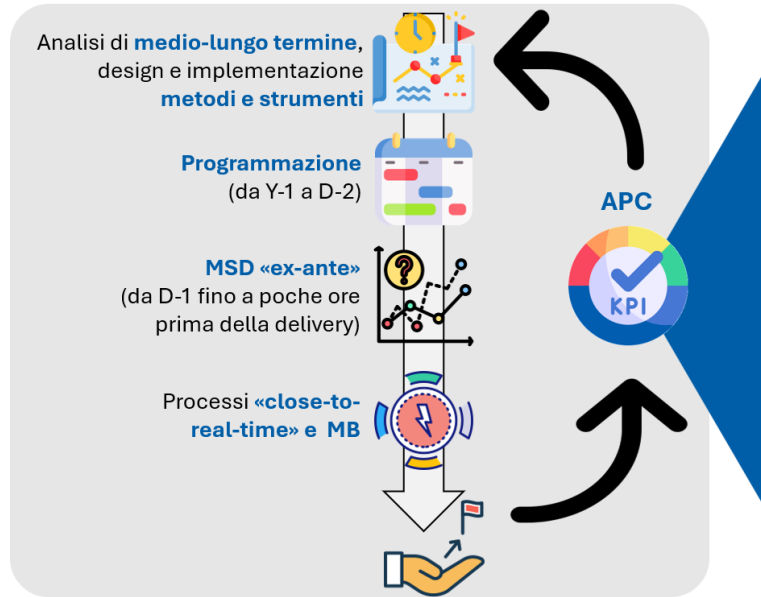
Processo di Analisi Preventivo – Consuntivo (APC)



Analisi Preventivo – Consuntivo: processo dedicato all'**analisi delle performance dei processi di esercizio**, con l'obiettivo di identificare scostamenti tra l'esercizio previsto e consuntivato, **individuando eventuali azioni correttive o nuove esigenze** in termini di strumenti e/o processi in ottica *continuous improvement*. Per sua natura, **le modalità di analisi e monitoraggio** sono **in continua evoluzione**, in quanto sono al servizio dell'introduzione dei nuovi *layer* sviluppati per l'efficientamento nella gestione del SEN.

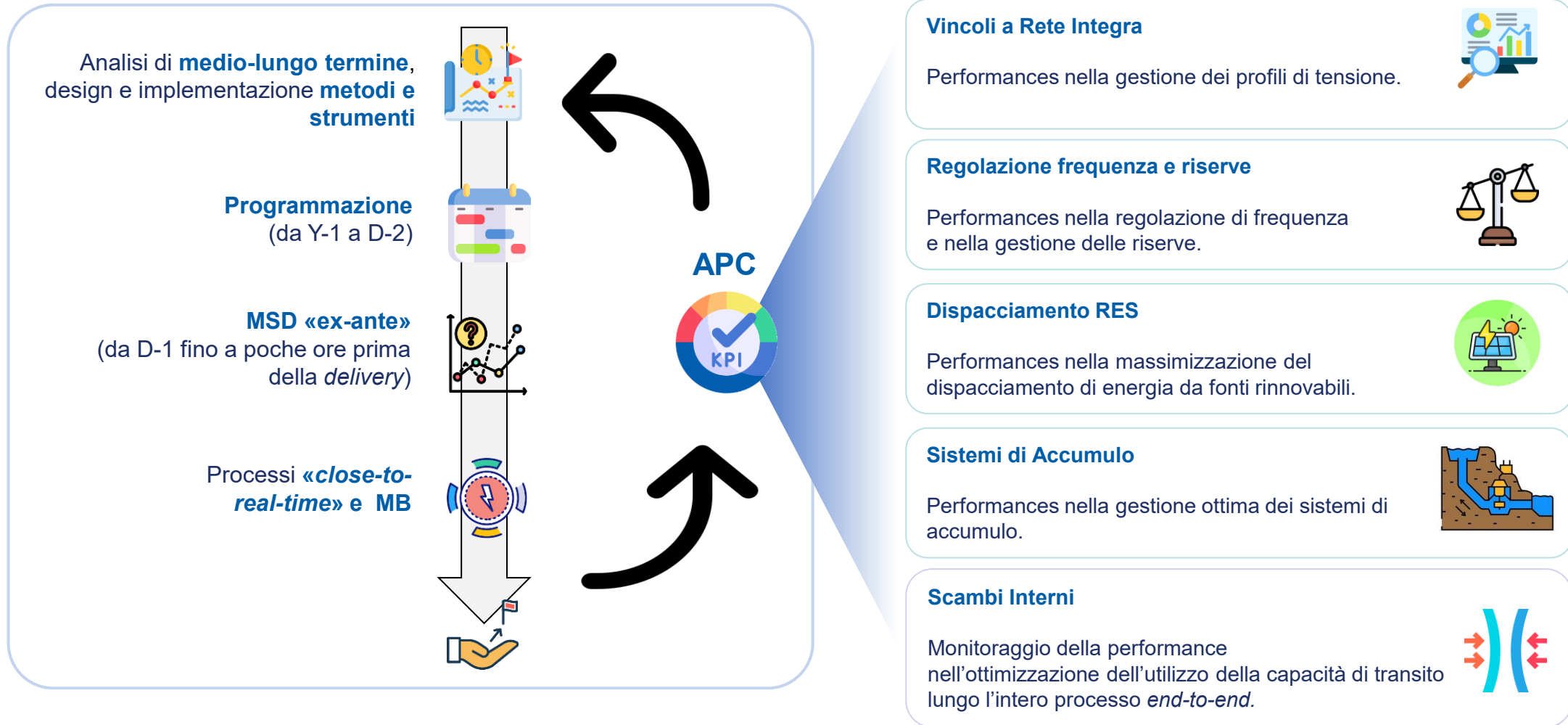


OEE: Overall Equipment Effectiveness



Il *framework* degli **OEE** rappresenta uno degli strumenti di **Continuous Improvement** a supporto del processo di **Analisi Preventivo-Consuntivo**, consentendo di individuare le **aree di miglioramento** supportando l'organizzazione nell'individuazione di **soluzioni efficienti** per la gestione del SEN.

OEE



Vincoli a
Rete Integra

L'OEE VRI* è uno strumento che consente di **valutare la performance** del processo **per la gestione in sicurezza dei profili di tensione** su tutti i nodi del Sistema Elettrico Nazionale.

Indice di
Disponibilità

Si valuta la qualità degli scenari previsionali sui quali sono effettuate analisi di sicurezza su orizzonte *Mid-Term*

Indice di
Prestazione

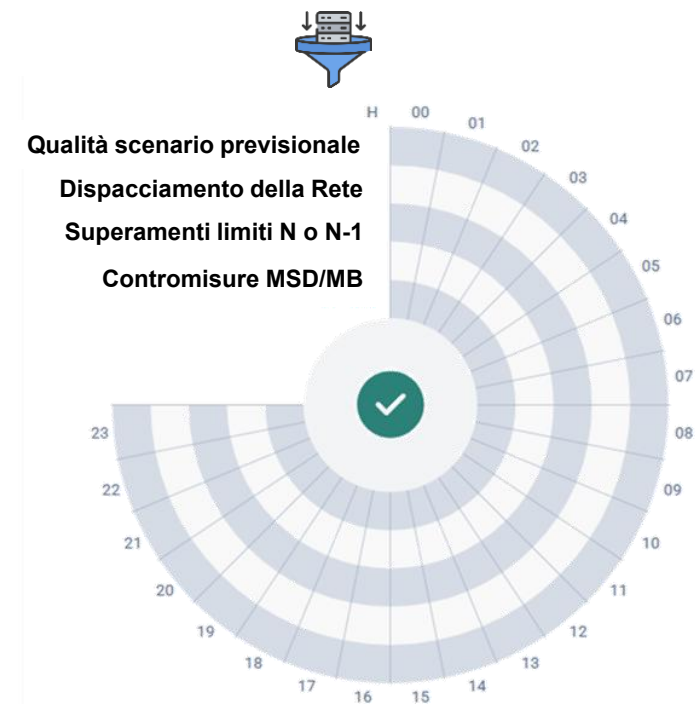
Si valuta:

- (i) L'attività di dispacciamento della rete (Assetti Strategici) per il controllo dei profili di tensione.
- (ii) l'attivazione di risorse per la gestione dei VRI sul mercato dei servizi.

Indice di
Qualità

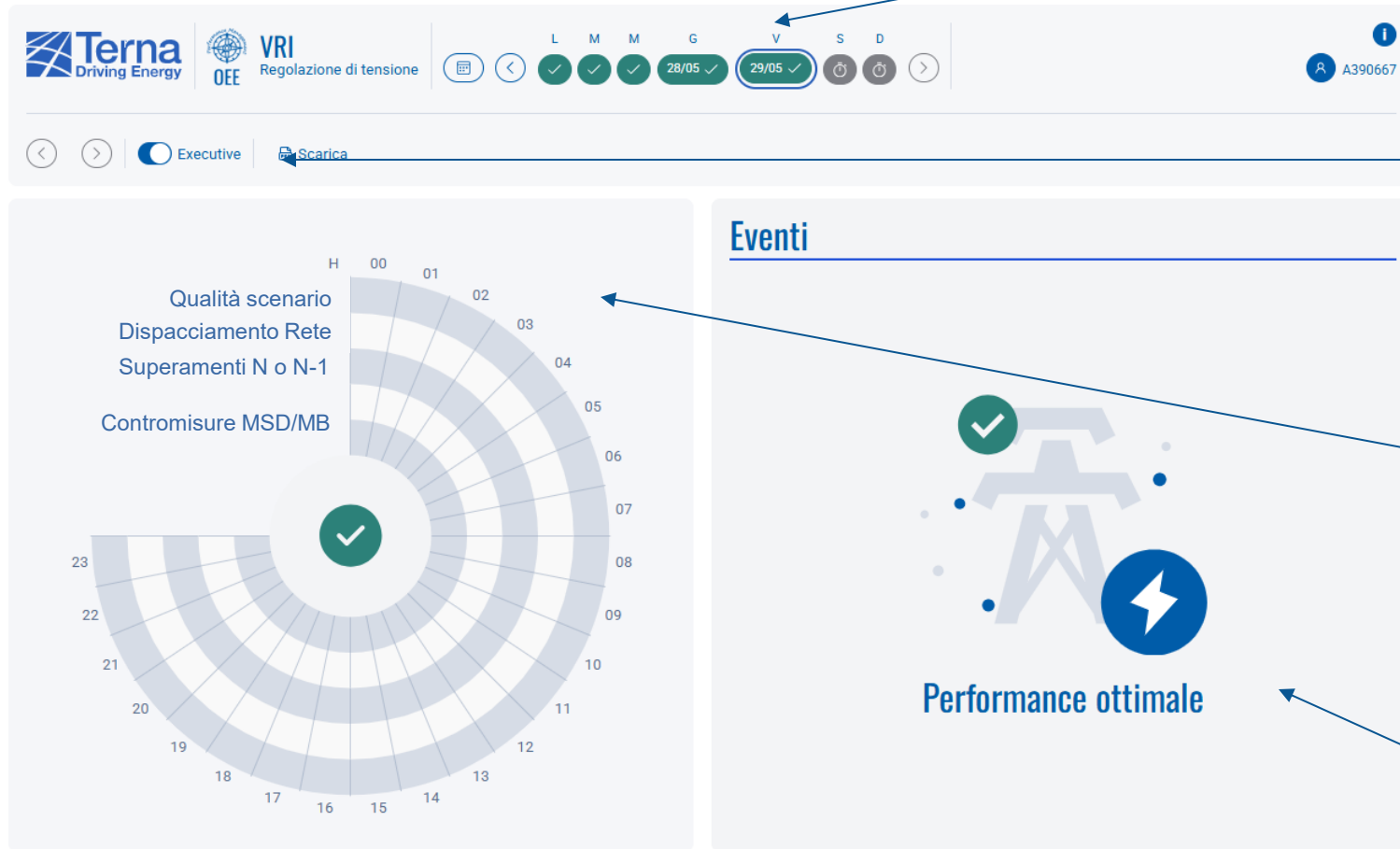
La presenza di violazioni dei limiti di sicurezza in N ed N-1

L'OEE **orario** (performance complessiva) si calcola sulla base della **combinazione** di diversi **indicatori elementari**, ciascuno dei quali caratterizzato da uno specifico KPI



OEE

GUI/HMI con UI/UX Design



Vista sintetica della settimana in corso

Viste *Executive/Specialist* che permettono l'adattamento delle informazioni con dettagli utili alle diverse funzioni aziendali coinvolte nel processo decisionale.

Heatmap Radiale che consente di identificare **le ore** nelle quali si riscontrano performances non ottimali, anche in relazione agli indicatori maggiormente impattati.

Lista dei **principali eventi** che hanno caratterizzato la giornata e determinato performances non ottimali

Workshop Utenti del Dispacciamento

1 CONTESTO

- Panoramica numeriche di esercizio 2025

2 CONTROLLO DELLE TENSIONI

- Digitalizzazione dei processi
- Nuovi Mezzi di compensazione del reattivo

3 GESTIONE DELLE RISERVE

- Evolutive previsione fabbisogno di bilanciamento del SEN
- Evolutive logiche di consuntivazione FRNP
- Tecnologie per la gestione dell'Adeguatezza del SEN

4 MITIGAZIONE DELLE CONGESTIONI

- Interventi Capital Light per rimozione limiti di portata
- Criteri innovativi implementati nel Sistema di Difesa
- Dynamic Thermal Rating

5 ADEGUAMENTI DI PROCESSO

- Framework Overall Equipment Effectiveness

6 Q&A