2018

PIANO DI SVILUPPO

TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA

Terna

TERNA GROUP

Trasmettiamo energia

In copertina:
conduttore ad alta temperatura tipo ZTACIR con anima in Invar e mantello a fili in lega termoresistente di alluminio.

Piano di Sviluppo Della Rete di Trasmissione Nazionale

Edizione 2018

PREMESSA

Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2018 (di seguito PdS 2018) è predisposto ai sensi del D.M. del 20 aprile 2005, riguardante la Concessione rilasciata a Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale (modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 dicembre 2010), e del D.lgs. n. 93/2011, in cui si prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sottoponga per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) il documento di Piano contenente le linee di sviluppo della RTN.

Il PdS 2018 si inquadra pienamente nel contesto di evoluzione del settore elettrico nazionale ed Europeo proiettato verso scenari spinti di de-carbonizzazione; in questa direzione si proietta la Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN 2017), adottata, lo scorso 10 Novembre 2017, con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, contenente il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

La SEN2017, risultato di un processo articolato e consultato durato un anno che ha coinvolto, sin dalla fase istruttoria, gli organismi pubblici operanti sull'energia, gli operatori delle reti di trasporto di elettricità e gas e qualificati esperti del settore energetico, si è posto l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

- **competitivo:** migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti
- **sostenibile:** raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21
- **sicuro:** continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia

Il presente PdS 2018 si propone di analizzare questo scenario insieme con gli scenari Europei elaborati per la prima volta in modo condiviso sui tavoli delle associazioni dei Gestori di rete ENTSO-E ed ENTSO-G al fine di sviluppare il sistema delle infrastrutture e risorse indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente: identificando le infrastrutture di rete prioritarie necessarie e valorizzare a pieno le risorse di cui il Paese dispone.

In tale contesto, il Piano di Sviluppo si sviluppa sulla base dei driver di:

- **de-carbonisation**: la transizione del sistema elettrico verso la completa de-carbonizzazione richiede di attivare tutte le leve necessarie per la piena integrazione degli impianti da di produzione da fonte rinnovabile per la riduzione delle emissioni in un'ottica di lungo periodo, garantendo la sicurezza 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 rete in linea con le nuove Direttive Europee inerenti il Market Design; la declinazione anche a livello nazionale di nuovi meccanismi (in particolare Capacity Market e riforma MSD) incideranno profondamente sulla evoluzione del sistema elettrico.
- **security of supply:** terzo driver di Piano atto a garantire la sicurezza del sistema elettrico

nazionale e nel contempo creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte ad eventi critici esterni al sistema stesso. Il tema della resilienza, già affrontato in ambito nazionale con l'elaborazione di una Strategia Nazionale di Adattamento, considera il settore energetico tra le aree di rilevanza prioritaria; infatti negli ultimi anni l'aumento di situazioni ed eventi estremi, le minor disponibilità dell'acqua e l'innalzamento termico hanno avuto importanti ripercussioni.

Tutto questo nella consapevolezza che il piano non può prescindere da un driver di **sostenibilità sistemica** intesa come capacità di concepire, progettare e realizzare sulla base di stringenti analisi in grado di massimizzare i benefici ambientali insieme ai benefici economici; in tal senso per la prima volta ed in una logica di trasparenza il PdS propone obiettivi di sostenibilità misurabili, sui quali confrontarsi e sfidarsi.

Il presente documento di Piano si compone di:

- **Piano di Sviluppo 2018** – documento centrale in cui sono descritti gli obiettivi e criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete nel contesto nazionale e pan-europeo, le priorità di intervento e i risultati attesi derivanti dall'attuazione del Piano
- **Quadro di riferimento normativo,** documento nel quale vengono riportati i principali riferimenti normativi 2015 per la pianificazione nel sistema elettrico di trasmissione nazionale.

A completamento del Piano è allegato il **Rapporto di Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti, l'Allegato Riferimenti Normativi 2017** e l'**Allegato Connessioni**; correda, infine il Piano decennale:

- il documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel medesimo Piano decennale ed
- il documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici (**Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2018).**

1. Processo di pianificazione della rete elettrica
In questo capitolo è rappresentato il processo adottato da Terna per predisporre il proprio Piano di Sviluppo decennale, in coerenza con le indicazioni dei Policy Maker Europeo e Nazionale

2. La rete oggi
Il capitolo descrive in modo esteso lo stato attuale della rete con evidenza della distribuzione territoriale delle criticità, focus sulla qualità e continuità del servizio

3. Scenari
Il capitolo approfondisce le modalità di predisposizione degli scenari necessari alle simulazioni di Sistema. Un focus sugli scenari ENTSO-E, gli scenari nazionali "Sen" e loro declinazione a cura di Terna

4.Necessità di sviluppo
Descrizione dei più rilevanti interventi, già previsti da Terna nei precedenti Piani di Sviluppo, con evidenza della loro utilità anche secondo una lettura coerente con i driver di piano

5. Nuovi sviluppi
Descrizione dei più rilevanti interventi, previsti da Terna a partire dal Piano di Sviluppo 2018 e il "piano minimo di realizzazione"

6. Benefici per il sistema
Presentazione degli impatti e benefici derivanti dal Piano di Sviluppo sulla base delle analisi effettuate

1. PROCESSO DI PIANIFICAZIONE DELLA RETE ELETTRICA

- La pianificazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è effettuata da Terna al fine di perseguire gli obiettivi di sicurezza, affidabilità, imparzialità e continuità del servizio erogato e promuovere la tutela dell'ambiente;
- Il Piano di Sviluppo 2018 è sviluppato su quattro driver principali in linea con la strategia di Terna e del Policy Maker nazionale, ovvero Decarbonizzazione, Market Efficiency, Sicurezza (che include qualità e resilienza) e Sostenibilità;
- L'ascolto continuativo delle esigenze degli stakeholder è un mezzo imprescindibile per massimizzare la Sostenibilità c.d. "Sistemica", ovvero del sistema elettrico nel suo insieme;
- Il coordinamento e la collaborazione con i Gestori della Rete Europei, in termini di pianificazione rete, sono stati proficuamente estesi negli anni.

1.1. Il processo di pianificazione della rete elettrica

La pianificazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è effettuata da Terna al fine di perseguire gli obiettivi indicati dal Disciplinare di Concessione[1]. La Concessione, infatti, fissa i seguenti obiettivi generali in capo alla Concessionaria, in qualità di soggetto gestore della RTN:

- assicurare che il servizio sia erogato con caratteristiche di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica sul territorio nazionale;
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere a promuovere la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti;
- connettere alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio.

La medesima Concessione dispone (art. 9) che, al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, la Concessionaria predisponga 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 dispone altresì che il Piano di Sviluppo della RTN contenga, in particolare:

- un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi 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;

[1] Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento di cui al D.M. 20 Aprile 2005, come modificata e aggiornata con D.M. 15 Dicembre 2010.

- 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.

Il D.lgs. 93/2011 al riguardo dispone, inoltre, che:

- Terna predisponga, entro il 31 gennaio di ciascun anno, un Piano decennale di sviluppo della RTN basato sulla domanda e offerta esistenti e previste (art. 36, comma 12);
- il Piano individui le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete nonché gli interventi programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento (art. 36, comma 12);
- il Piano sia sottoposto alla valutazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) che, secondo i propri regolamenti, effettua una consultazione pubblica di cui rende pubblici i risultati e trasmette l'esito della propria valutazione al MiSE (art. 36, comma 13);
- il Piano sia trasmesso al MiSE, che lo approva acquisito il parere[2] delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma e tenuto conto delle valutazioni formulate da parte dell'ARERA (art. 36, comma 12).

Nell'ambito del quadro di riferimento appena descritto, la pianificazione dello sviluppo della RTN ha, pertanto, la finalità di individuare gli interventi da realizzare per rinforzare il sistema di trasporto dell'energia elettrica in modo da garantire gli standard di sicurezza ed efficienza richiesti al servizio di trasmissione dello stesso, nel rispetto dei vincoli ambientali.

Lo sviluppo del sistema di trasmissione nasce dall'esigenza di superare le problematiche riscontrate 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.

L'analisi dei dati e le informazioni sui principali parametri fisici ed economici che caratterizzano lo stato attuale e l'evoluzione prevista del sistema elettrico nazionale sono indispensabili per individuare le modifiche strutturali che è necessario apportare al sistema di trasmissione affinché esso possa svolgere nel modo ottimale la sua funzione, che consiste nel garantire il trasporto in condizioni di sicurezza ed economicità delle potenze prodotte dalle aree di produzione esistenti e previste in futuro verso i centri di distribuzione e di carico.

Essendo il sistema elettrico nazionale interconnesso con quello europeo, tali 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.

La selezione e l'importanza delle informazioni da esaminare è basata, inoltre, sugli obiettivi del processo di sviluppo della rete di trasmissione, definiti dalla legislazione e dalla normativa di settore.

Tenendo conto di tali informazioni, si effettuano specifiche analisi e simulazioni del funzionamento della rete negli scenari futuri ritenuti più probabili e, sulla base dei risultati di queste valutazioni, si identificano le criticità del sistema di trasmissione e le relative esigenze di sviluppo.

Le soluzioni funzionali ai problemi di esercizio della rete sono individuate nella fase di vera e propria pianificazione dello sviluppo della RTN in cui, attraverso l'esame delle diverse ipotesi d'intervento, si scelgono le alternative maggiormente efficaci, i maggiori benefici elettrici per il sistema al minimo costo e si programmano i relativi interventi.

1.1.1. Obiettivi e criteri del processo di pianificazione

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

[2] Rilasciato entro il termine di cui all'articolo 17, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006 n.152, ovvero entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento del Piano nel caso di mancato avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità, continuità del servizio e resilienza del sistema elettrico.

La pianificazione e le linee di sviluppo della RTN sono definite essenzialmente sulla base delle necessità, richiamate dalla Concessione, senza precludere ulteriori analisi emergenti da scenari o indirizzi energetici nazionali.

A tal proposito, fondamentale è la necessità di assicurare l'equilibrio tra la domanda e l'offerta in un contesto liberalizzato garantendo gli standard di sicurezza previsti, che richiede, nel medio e nel lungo periodo, l'adeguamento della rete di trasmissione alle continue variazioni dell'entità e della localizzazione dei prelievi e delle immissioni di potenza.

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 disponendo al contempo 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, con impatti positivi sulla concorrenza.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete[3], 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*".

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[4];
- l'evoluzione, lo sviluppo e la distribuzione dei consumi[5];
- l'evoluzione della produzione[6] di energia elettrica.

Tali informazioni (Figura 1) comprendono:

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 trasporto, 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 di 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

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

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

[5] Come meglio specificato in seguito, stabilito un intervallo temporale di riferimento (fissato nel prossimo decennio) attraverso analisi statistiche sui prelievi storici di energia e considerazioni di carattere socio-economico, si formula un'ipotesi di fabbisogno futuro di potenza ed energia elettrica sul quale, tra l'altro, modellare lo sviluppo della rete.

[6] Con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato in quanto la libera iniziativa dei produttori rende di fatto le proposte di nuove centrali elettriche un vero e proprio input al processo di pianificazione della RTN.

Figura 1 Criteri di elaborazione del Piano di Sviluppo

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 sulla crescita 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 richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
   - le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

Le informazioni relative al punto a) sono particolarmente utili per evidenziare le motivazioni concrete alla base delle esigenze di sviluppo della RTN e l'urgenza di realizzare gli interventi programmati. I dati di cui al punto b) sono invece 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 (Figura 2).

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/eel/R 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".

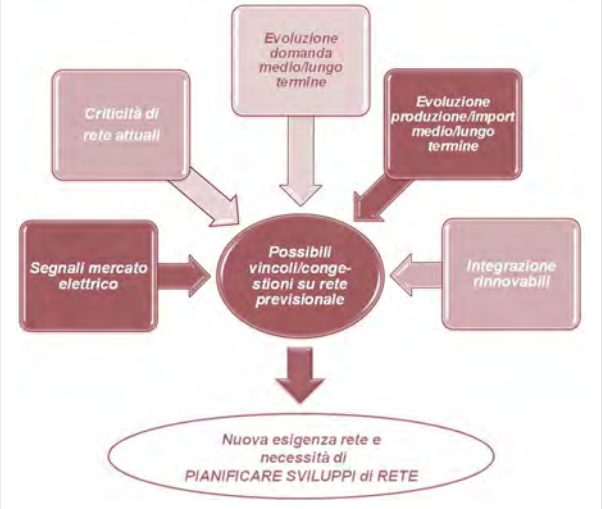
Si evidenzia, infine, che il processo di pianificazione della RTN si colloca nel processo più ampio di pianificazione della rete di trasmissione a livello europeo, in cui è sempre più necessario garantire la coerenza complessiva dei singoli piani di sviluppo e tener conto del progressivo processo di integrazione dei mercati europei, così come descritto al successivo paragrafo del presente capitolo.

1.1.3. Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse

Al fine di garantire l'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse, come previsto dal Codice di rete, i gestori delle reti interoperanti 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 proprie analisi di rete propedeutiche all'individuazione delle attività di sviluppo della RTN.

Figura 2 Processo di Pianificazione



D'altra parte Terna, attraverso la pubblicazione del PdS, 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 alla modifica del collegamento di impianti di distribuzione alla RTN, alla realizzazione di interventi per il miglioramento della sicurezza e qualità del servizio 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 PdS 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.

Inoltre, 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.

Per dare attuazione alle suddette disposizioni, Terna ha proseguito anche nel 2017 i contatti e i tavoli di coordinamento già avviati in passato con i principali gestori di riferimento delle reti di distribuzione interconnesse con la RTN.

Tali tavoli mirano ad identificare i criteri e le modalità operative da adottare nella generalità dei casi al fine di:

- adempiere al compito dei gestori di rete di sviluppare la rete, perseguendo l'obiettivo della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia; obiettivo, quest'ultimo, perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio;
- verificare tempestivamente l'efficacia ed efficienza delle rispettive azioni da intraprendere al fine di addivenire ad opportune soluzioni tecnico-progettuali, da far confluire nei rispettivi piani di sviluppo nel rispetto dei reciproci obblighi dettati dalla Concessione.

Sempre in ambito di coordinamento tra gestori di rete, l'ARERA ha previsto, con Deliberazione 653/15/eel/r, che Terna elabori con cadenza annuale un Piano della Resilienza; tale piano di lavoro deve essere sviluppato:

a) tenendo conto del Piano di Sviluppo predisposto ai sensi del DM del 20 aprile 2005 e del Dlgs 93/11;
b) in modo coordinato con le imprese distributrici.

Tale piano è finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza[7] del sistema elettrico.

1.1.4. Sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali

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:

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

Le reti TEN sono state dunque definite anche a questo scopo, oltre che ad essere riconosciute come un importante elemento di crescita economica e occupazionale. Dal giugno del 2002 queste tre politiche (trasporti, energia e telecomunicazioni) sono poste sotto la responsabilità di una unica formazione del Consiglio Europeo con l'obiettivo di creare sistemi moderni ed efficaci sotto l'aspetto economico, sociale e ambientale. In questo contesto la Commissione Europea nel 2011 ha presentato un pacchetto di proposte per accelerare il completamento delle Reti trans europee di trasporto, di energia e di telecomunicazioni: tra queste si colloca nell'ambito degli interventi previsti il nuovo "Meccanismo per collegare l'Europa" (Connecting Europe Facility) per il 2014 – 2020 con il quale l'UE intende promuovere il finanziamento di infrastrutture prioritarie anche tran-settoriali.

Trasporti ed energia – insieme alle telecomunicazioni - hanno la caratteristica comune di essere settori industriali basati su un sistema a rete.

La possibilità di programmare in maniera coordinata lo sviluppo di reti intersettoriali (trasporto, energia e

[7] La resilienza (Lamine Mili et al.) è la capacità del sistema di reagire agli eventi perturbatori secondo due aspetti distinti:

- l'assorbimento dei disturbi ("potenziale di assorbimento"), manifestando una degradazione funzionale graduale al crescere della severità degli eventi;
- il recupero "rapido" dai disturbi ("potenziale di recupero") in modo da ridurre l'energia non fornita.

telecomunicazioni) rappresenta sicuramente una delle più grandi sfide.

L'integrazione di linee elettriche di trasmissione in infrastrutture di trasporto ferroviario, esistenti o in progetto, presenta l'opportunità di sfruttare le sinergie tra molteplici utilizzazioni della stessa porzione di territorio. Infatti, l'inserimento di nuove linee elettriche in alta ed altissima tensione all'interno di esistenti e futuri corridoi ferroviari AV/AC rappresenta un importante contributo allo sviluppo sostenibile del sistema elettrico nazionale, tenuto conto del basso impatto ambientale ed elettromagnetico che tale soluzione comporta (ad esempio: Napoli - Bari, Brenner Pass Tunnel, Palermo – Catania, ecc.); a titolo esemplificativo, si riporta l'esperienza maturata nell'ambito del Tavolo Tecnico istituito presso la Provincia Autonoma di Bolzano e partecipato da PAB, RFI, Brenner Basistunnel BBT SE, TERNA Ministero delle Infrastrutture.

Questi ultimi, nel rispetto del proprio ruolo istituzionale e/o mission, si sono impegnati a procedere congiuntamente alla redazione di uno studio di fattibilità.

Tale studio riguarda il potenziamento del sistema di Alta Tensione lungo il corridoio del Brennero tra Bolzano e Brennero, che soddisfi le necessità della infrastruttura ferroviaria in modo sicuro ed efficiente, garantisca le potenzialità per lo scambio energetico internazionale nell'ambito dell'unione energetica europea, soddisfi la sicurezza di approvvigionamento per i residenti e per l'economia locale e renda possibile l'immissione in rete dell'energia prodotta da fonti rinnovabili in loco e allo stesso tempo rispetti le esigenze del territorio.

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:

- in una rivisitazione di interventi di sviluppo già previsti nei Piani di Sviluppo nazionali;
- 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 garantendo una maggiore copertura sul territorio con conseguente migliore integrazione della produzione da fonte rinnovabile;
- in un incremento della qualità e della sicurezza del servizio elettrico.

Figura 3 Sviluppi rete sinergici con la rete ex-RFI

Codice Intervento	Intervento	Descrizione
10 – P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	Sarà valutata l'opportunità di ottimizzare, attraverso la sinergia con la rete ex-RFI (ora di proprietà Terna), l'impatto dell'infrastruttura elettrica nell'area di Genova.
15 – P	Elettrodotto 132 kV "Imperia – S. Remo"	Per migliorare la sicurezza e l'affidabilità del servizio della rete 132 kV che alimenta la parte Ovest della costa ligure, è previsto il rinforzo dell'esistente direttrice 132 kV tra gli impianti di Imperia e di S. Remo.
302 – P	Elettrodotto 400 kV Colunga – Calenzano	Alla sezione 132 kV della nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra – esce la linea RTN 132 kV "Vaiano – Barberino" e la linea RTN 132 kV di proprietà ex-RFI "Calenzano – Suviana – der.Vaiano FS".
320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, sarà connesso l'impianto di Reggio Nord in entra-esce all'elettrodotto 132 kV (ex-RFI) Villa Cadè FS – Rubiera FS mediante la realizzazione di due brevi raccordi
319 – P	Anello 132 kV Riccione - Rimini	Saranno superate, razionalizzando la porzione di rete ex-RFInell'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	Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS – Orbetello FS"	Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS-Manciano", saranno ricostruite le linee a 132 kV "Grosseto FS-Grosseto Sud", "Grosseto Sud-Montiano" e "Orbetello FS- Montiano", di proprietà ex-RFI.
314 – P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Assieme al nuovo assetto di rete si rende necessario realizzare un nuovo collegamento 132 kV tra la stazione di Avenza e l'impianto Massa ZI contestualmente agli interventi presso l'impianto di Avenza, oltreché interventi di rimozione limitazioni sulla porzione di rete ex-RFI tra Avenza – Massa ZI - Strettoia.
321 – P	Rete area Forlì/Cesena	Sarà realizzata, sfruttando eventualmente gli asset già presenti nell'area, una direttrice 132 kV di adeguata capacità di trasporto fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola funzionale a una migliore alimentazione delle CP Capocolle, Cesena Ovest e Cesena Nord.
612 – P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Sono previsti gli interventi necessari al superamento degli attuali vincoli presenti sugli elettrodotti a 150 kV compresi tra le reti afferenti alle SE di Sorgente e Misterbianco, valutando anche la possibilità di sfruttare sinergicamente la rete ex-RFI.
245-N	Stazione 380 kV Larderello	Stazione opportunamente raccordata alla rete 132 kV con l'obiettivo di garantire un migliore esercizio dello smistamento 132 kV Larderello ed una integrazione con gli impianti Rete Srl (ex RFI).
346-N	Stazione 220 kV Colorno	Interventi di riassetto rete AT funzionali a incrementare la magliatura con la rete ex RFI e garantire un miglior assetto ad isole di esercizio.
251-N	Stazione 132 kV Vipiteno	L'intervento consentirà il miglior sfruttamento degli asset esistenti e l'integrazione con la Rete Srl (ex RFI).
250-N	Riassetto rete Caneva	L'intervento consente anche l'integrazione con la Rete Srl (ex RFI).
249-N	Stazione 220 kV S.Floriano	Opportuni interventi di connessione alla rete AT locale ed alla Rete Srl (ex RFI).
245-P	Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS – Mori	Interventi di adeguamento agli standard RTN.
246-P	Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia	Interventi di adeguamento agli standard RTN.
341-P	Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS	Interventi di magliatura e adeguamento agli standard RTN.
342-P	Direttrice 132 kV Colunga – Beverara FS – Grizzana FS	Interventi di magliatura e adeguamento agli standard RTN.

In tale prospettiva possono essere rivalutati alcuni interventi, inclusi in Piani di Sviluppo precedenti, quali a titolo non esaustivo quelli riportati in Figura 3. Si rappresenta che, a tal fine, per ciascun intervento è stato esplicitato un nuovo obiettivo, denominato integrazione RFI, al fine di mappare in maniera efficace le azioni volte a raggiungere la piena integrazione della rete ex-RFI.

Figura 4 Proposta di sviluppo sinergico tra rete RTN ed ex-RFI

Intervento	Esigenza elettrica	Soluzione	Benefici derivanti
Magliatura della Rete SE Canaro: superamento di una connessione in antenna (Codice 225)	**Soluzione 1** Realizzazione nuova linea per circa 6,5 km		-25% km lineari di territorio occupato sul territorio Risparmio c.a. 1,5 Mln€
	Soluzione 2 Realizzazione due raccordi da 0,8 km c.a.		

In Figura 4 si riporta un esempio concreto nel quale, confrontando le due soluzioni elettriche (soluzione 1 e soluzione 2), si evidenzia come la soluzione tecnica di un'esigenza elettrica viene soddisfatta attraverso l'utilizzo di asset ex-RFI, oggi Rete Srl, ed i relativi benefici (economici o ambientali derivanti).

1.2. Driver di piano: decarbonizzazione

In coerenza con la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), il Piano di Sviluppo identifica nella decarbonizzazione dell'economia del Paese il principale obiettivo da perseguire. In tal senso, lo sviluppo trasversale 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 raccoglie le sfide introdotte dalla SEN, favorendo azioni che viaggiano lungo quattro direttici convergenti verso l'obiettivo comune della decarbonizzazzione. 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, attraverso lo sviluppo di adeguate infrastrutture di rete che ne favoriscano la progressiva e completa integrazione, a scapito delle tecnologie di generazione convenzionale più inquinanti. Anche nuovi meccanismi regolatori, nel medio e lungo termine, potranno favorire gli investimenti nel settore. Nel concreto, la piena utilizzazione di siti particolarmente vocati della 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 tre 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 della penetrazione elettrica nella filiera produttiva e

la mobilità elettrica, sia sul fronte del trasposto pubblico che privato. La rete elettrica rappresenta infatti l'infrastruttura abilitante allo sviluppo massivo dei veicoli elettrici del comparto economico correlato. 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. In aggiunta, sono allo studio interventi di elettrificazione delle banchine portuali del Paese, anche queste iniziative volte a ridurre significativamente le emissioni ambientali.

1.3. DRIVER DI PIANO: 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 sugli obiettivi di 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 (cfr. paragrafo 2.9.1) ed a livello nazionale (cfr. paragrafo 2.9.2), forniscono chiare indicazioni sulla necessità di garantire un adeguato livello di capacità di scambio, investendo in progetti di trasmissione. Tuttavia, le dinamiche di prezzo e le strategie di mercato non sono "governabili" e pienamente "prevedibili", pertanto l'esigenza di intervenire per ridurre le congestioni e garantire un mercato più efficiente si deve coniugare con la miglior stima del beneficio sociale, dalle prime fasi di pianificazione fino alla predisposizione finale dei progetti.

A livello nazionale l'ARERA, nel Documento di Consultazione 542/2017/R/eel del 20 luglio 2017 e successiva 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 iniziato ad introdurre una declinazione precisa del concetto di "target capacity": la capacità di trasporto addizionale su una sezione di rete che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali.

Il Piano di Sviluppo di Terna, già oggi riporta i benefici sociali dei progetti finalizzati all'integrazione dei mercati (interconnessione e congestioni), garantendo il principio dei benefici maggiori dei costi.

Nello specifico, i driver del Piano di sviluppo vanno nella direzione di:

- confermare la necessità di incrementare ulteriormente la capacità di interconnessione con l'estero, con Austria e Francia, laddove i progetti contribuiscono a raggiungere i target fissati a livello europeo e garantiscono un beneficio per il sistema elettrico;
- incrementare la capacità di scambio tra e nelle zone di mercato per favorire gli scambi di energia efficiente, identificando nell'analisi degli scenari di piano, l'esigenza di superare le congestioni sulla sezione Centro Sud – Centro Nord attraverso progetti in corrente continua.

Nell'ottica della futura regolazione incentivante di tipo output-based, il principio dei benefici maggiori dei costi dovrebbe essere integrato da un'adeguata definizione delle capacità target economicamente efficienti, dettagliando le analisi e programmando tutti gli interventi economicamente efficienti fino al raggiungimento del target.

"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. I suddetti target sono implementabili prevalentemente attraverso la realizzazione dei Progetti di Interesse Comune (PCI). Gli obiettivi sono massimizzare il social welfare delle nuove interconnessioni elettriche e dare priorità alle interconnessioni elettriche necessarie per l'integrazione dei mercati, la copertura della domanda nazionale e l'accesso alle fonti di energia rinnovabile da parte dei paesi confinanti.

Dal rapporto emergono sette indicazioni principali:

1. Migliorare il **funzionamento del mercato elettrico** europeo, attraverso la stabilità del sistema regolatorio a vantaggio degli investitori e degli utenti;
2. Garantire **uso efficiente delle infrastrutture elettriche** esistenti;
3. **Sviluppare nuove interconnessioni** elettriche per ridurre i differenziali di prezzo e aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti (al riguardo viene stabilita in 2€/MWh la soglia indicativa di differenziale di prezzo tra Stati-regioni-aree di mercato per lo sviluppo di nuove interconnessioni elettriche)
4. **Calcolare il target di interconnessione** elettrica al 2030 parametrizzando il livello di interconnessione dei paesi **sulla base di due indici**:
   - il rapporto tra la capacità nominale di interconnessione (nominal transmission capacity) e la domanda di picco (peak load);
   - il rapporto tra la capacità nominale di interconnessione (nominal transmission capacity) e la capacità di generazione rinnovabile installata (installed renewable generation capacity).

   L'indicazione è di utilizzare i suddetti indici per valutare la necessità di nuove interconnessioni elettriche: gli Stati Membri in cui almeno uno dei suddetti rapporti è inferiore al 30% devono porre in essere con urgenza ulteriori sviluppi di interconnessioni elettriche.
   In tal caso l'indicazione è che qualsiasi progetto di sviluppo che contribuisce all'incremento della capacità di interconnessione di uno Stato membro (supportando quello Stato Membro a raggiungere una delle sopra definite soglie del 30%) entri a far parte del Piano di Sviluppo Europeo di ENTSO-E (TYNDP) e delle prossime liste dell'Unione dei progetti di interesse Comune (Liste PCI).
   La misurazione dei suddetti indici dovrà essere eseguita da ENTSO-E su base annuale e comunicata alla Commissione Europea e all'ACER.
5. **Predisporre,** per i progetti di interconnessione elettrica, **l'analisi costi benefici**
6. **Coinvolgere la cittadinanza** nelle fasi preliminari della realizzazione delle interconnessioni elettriche
7. Prevedere la **revisione delle metodologie di misurazione** dei target di interconnessione elettrica almeno ogni 5 anni.

1.4. Driver di piano: 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.

1.4.1. Sicurezza

Il concetto di sicurezza di un sistema elettrico si definisce come capacità del sistema di sopportare disturbi improvvisi, preservando le proprie

caratteristiche funzionali anche a seguito dell'evento occorso, garantendo la continuità dell'alimentazione degli utenti.

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 evenienza, 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 disalimentazione 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.

1.4.2. Qualità

La qualità del servizio può essere definita in relazione alla continuità di alimentazione e alla qualità della tensione. La continuità di alimentazione va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, mentre la qualità della tensione considera le caratteristiche della tensione quali ad esempio la frequenza, l'ampiezza e la forma d'onda.

1.4.3. Resilienza

La Resilienza di un sistema è la capacità di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta del sistema stesso, e la capacità di riportarsi nello stato di funzionamento normale seppure con interventi provvisori.

Eventi climatici estremi, come ad esempio quelli legati a precipitazione nevose con formazione di manicotti di ghiaccio lungo le linee aeree, hanno investito con maggiore frequenza alcune zone del nostro Paese, rendendo necessario da parte dell'ARERA, dei gestori di rete e del mondo scientifico un approfondimento.

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 volto all'incremento della resilienza del sistema elettrico ed per effetto di tale Delibera è stato istituito uno specifico Tavolo tecnico partecipato dall'ARERA, CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), Terna e gestori della reti 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 ai l fenomeno della neve umida c.d. "wet-snow".

Per un sistema elettrico esposto a precipitazioni nevose con formazione di manicotti di ghiaccio lungo le linee aeree, il livello di resilienza è dato dai limiti di progetto delle linee aeree in relazione ai carichi derivanti dal ghiaccio e dal vento, e gli interventi provvisori di ripristino possono essere, ad esempio, la fornitura di gruppi elettrogeni nelle zone in cui sia "caduta" la rete per sollecitazioni che abbiano superato i limiti di progetto.

La gestione del sistema vede due momenti, logicamente separati dall'accadimento di un evento severo che causa 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". Diversamente, a seguito di un evento di disalimentazione, vengono messe in campo le capacità del gestore della rete di ripristino e/o 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. Si realizza tramite procedure di controllo e conduzione, intervento squadre operative, riparazione sostegni, etc. e di norma si esplica in due fasi: Ripartenza (fase iniziale) e Recupero (degli impianti in fuori servizio) (Figura 5).

La survivability 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

1.4.3.1. L'indice di resilienza

Le Linee Guida, pubblicate dall'ARERA in data 7 Marzo 2017, definiscono in maniera innovativa l'indicatore di Resilienza (IRE), introducendo un importante punto di riferimento in letteratura.

L'analisi della resilienza è basata su un **Indice di Rischio** (IRI) di disalimentazione degli Utenti di una rete elettrica, definito come il prodotto della probabilità che l'evento produca un disservizio e dell'entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio.

Tale probabilità di accadimento è definita in funzione del **Tempo di Ritorno** (TR) della linea, ovvero l'intervallo di tempo tra ricorrenze successive di un'azione climatica di ampiezza minima definita (CEI EN 50341-2-13) che porta al collasso strutturale della linea stessa.

Pertanto gli indici vengono così definiti:

- Indice di Rischio (IRI) = NUD/TR

dove:

- la probabilità di disservizio è individuata come l'inverso del tempo di ritorno dell'evento TR,
- l'entità del danno è individuata come il numero di Utenti in bassa tensione disalimentati (NUD)

mentre, l'indice di resilienza IRE è l'inverso dell'indice di rischio ed è quindi pari a:

- Indice di Resilienza (IRE) = TR/NUD.

A partire dal calcolo dei Tempi di Ritorno delle linee elettriche in una porzione di rete che connette le Cabine Primarie a nodi magliati della RTN (quali, ad esempio, stazioni di trasformazione AAT/AT o nodi con un elevato livello di magliatura), si identificano i Tempi di Ritorno delle singole Cabine Primarie.

La valutazione del Tempo di Ritorno di una cabina primaria dipende da:

- valore del Tempo di Ritorno delle linee che alimentano la stazione stessa;
- magliatura della porzione di rete cui la stazione / cabina primaria è connessa; si intende in questo modo intercettare l'impatto sulla sicurezza che deriva da una adeguata magliatura di rete o dagli standard di sicurezza di altre linee, non direttamente connesse, ma che possono comunque influenzare la sicurezza della cabina stessa causandone una disalimentazione.

La probabilità che la stazione / cabina primaria sia disalimentata è legata alla probabilità di fuori servizio delle linee elettriche direttamente connesse ad essa o di qualunque altra linea, appartenente alla porzione di rete limitrofa.

L'impatto atteso, cioè il miglioramento dell'indice di rischio (ovvero l'inverso dell'indice di resilienza), è valutato come differenza tra l'indice di rischio in condizioni post-intervento e l'indice di rischio in corrispondenza della situazione ante-intervento

Figura 5 Le fasi dell'evento di disalimentazione (fonte Terna)

facendo riferimento ai valori medi di prelievo per ciascuna cabina primaria.

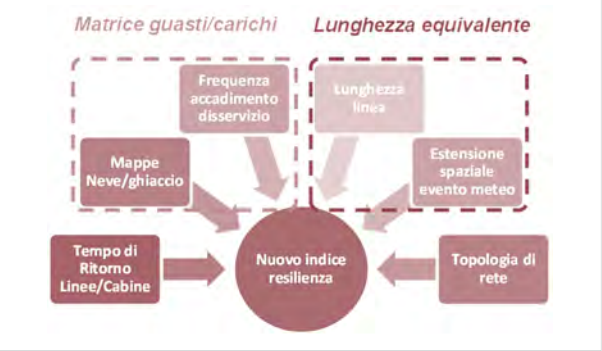
Inoltre, Terna ha proposto una ridefinizione dell'indice di resilienza per meglio tenere in considerazione le reali condizioni degli asset della rete e del territorio in cui sono inseriti.

L'indice di resilienza così definito tiene conto di una pluralità di fattori 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 / cabine[8] secondo un approccio legato al singolo componente del sistema ma, con un approccio sistemico prende in considerazione diversi elementi (Figura 6):

- Tempo di ritorno di Linea / Cabina
- Matrice guasti/carichi: relazione tra guasti e carichi di neve ghiaccio (attraverso l'uso combinato di una mappa neve/ghiaccio (Figura 7)
- 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)

Figura 7 Mappa dei fenomeni climatici (fonte Terna)

Figura 6 Elementi che determinano l'indice di resilienza (fonte Terna)



1.4.3.2. *Investimenti per l'incremento della resilienza*

Il miglioramento e l'incremento della resilienza della rete a fronte di eventi climatici estremi possono passare attraverso soluzioni radicali che prevedono:

- interventi strutturali profondi sugli asset, quali: ricostruzione, modifica al tracciato, realizzazione nuova linea prevedendo anche una diversificazione tecnologica con soluzioni che contemplano in maniera parziale o integrale l'uso del cavo interrato. In tale ipotesi, oltre agli evidenti vantaggi paesaggistici e di rivalutazione del territorio, l'intervento rende l'elettrodotto sostanzialmente immune ad ogni tipo di rischio ambientale derivante da eventi di ghiaccio e neve estremi;

[8] Tempo di Ritorno: intervallo di tempo tra ricorrenze successive di un'azione climatica di ampiezza minima definita (CEI EN 50341-2-13) che porta al collasso strutturale della linea

- soluzioni di mitigazione puntuale che, per mezzo dell'installazione di elementi innovativi, contribuiscono a minimizzare gli effetti di eventi estremi sul normale esercizio della rete (ad esempio dispositivi anti-rotazionali in presenza di manicotti di ghiaccio (Figura 8), isolatori stabilizzatori di fase, gruppi per anti-icing e de-icing in corrente continua) e strumenti predittivi quali algoritmi auto-adattativi che migliorino l'accuratezza delle previsioni in funzione delle variazioni dei fenomeni[9].

Figura 8 Manicotto di ghiaccio su conduttore

1.5. Driver di piano: sostenibilità

In un processo di transizione energetica, lo sviluppo sostenibile ritrova 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 di favorire un impegno sempre crescente in questa direzione, Terna ha adottato uno schema di riferimento per la sostenibilità basato su tre assi (Figura 9):

Figura 9 Assi di Sostenibilità per Terna

Sinergie con altre infrastrutture esistenti – il caso dell'interconnessione "Piemonte-Savoia"

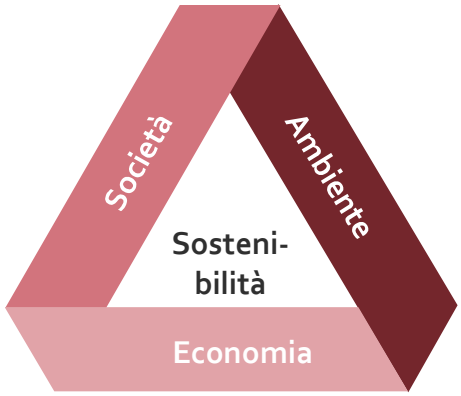
L'interconnessione elettrica ad alta tensione tra Piossasco (Italia) e Grand'Ile (Francia), denominata "Piemonte-Savoia", prevede complessivamente (tra parte pubblica e parte privata) una capacità di scambio sulla frontiera di 1.200 MW. Si basa sull'utilizzo di soluzioni tecnologiche senza precedenti 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 il più lungo elettrodotto 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 del piano di investimenti 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.

[9] In questo senso l'evoluzione del sistema previsionale WOLF (Wet-snow Overload Alert and Forecasting, i.e., previsione ed allerta per sovraccarico di neve "umida") in WOLF-trasm consente di confrontare i dati previsionali delle correnti minime necessarie ad un'azione di anti-icing generate quotidianamente da WOLF (con ipotesi di conduttore freddo) con le correnti previste ed effettive; un algoritmo di verifica che tiene in considerazione numerosi fattori di importanza (entità, tipologia, durata precipitazione etc. etc) restituisce quindi tramite le situazioni potenzialmente critiche per la rete, consentendo ove possibile la pianificazione delle manovre di ridispacciamento più opportune piuttosto che l'attivazione delle procedure di pronto-intervento/manutenzione

- **Sostenibilità sistemica**: ogni opera viene concepita, progettata e realizzata sulla base di stringenti analisi in grado di massimizzare i benefici sia ambientali che economici per il sistema;
- **Sostenibilità nella realizzazione**: ogni opera prevede un iter approfondito di studio e condivisione del progetto con le comunità locali interessate dalle nuove infrastrutture, aumentando sempre più il livello di attenzione verso i territori;
- **Sostenibilità nell'innovazione**: strategia focalizzata sull'utilizzo di tecnologie avanzate che favoriscano l'ulteriore sviluppo e la diffusione delle fonti rinnovabili, continuando a garantire gli standard di sicurezza del sistema.

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 olistico che massimizzi i benefici e minimizzi gli impatti Sociali, Ambientali ed Economici (Figura 10).

Figura 10 Assi della sostenibilità Sistemica



Alla base della definizione del proprio Piano di Sviluppo, i temi a cui dare risposta per poter soddisfare le esigenze della Sostenibilità Sistemica sono molteplici. I principali sono:

- **Ambiente**
  - Sono state ricercate e adottate soluzioni che massimizzino il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione?
  - Le soluzioni individuate sono eco-compatibili e sostenibili nel tempo?
- **Società**
  - La rete massimizza l'efficienza e la sicurezza del servizio per gli utenti?
  - Sono state ricercate soluzioni che minimizzano l'impatto per la collettività?
- **Economia**
  - Sono state ricercate e pianificate soluzioni che contribuiscono a minimizzare il costo della bolletta elettrica del paese?
  - L'analisi dei costi e dei benefici di ogni singolo intervento è positiva?
  - Le rete di trasmissione ed i suoi sviluppi attesi abilitano lo sviluppo economico del paese?

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.

Ambientali (Figura 11)

- **Penetrazione Fonti Energetiche Rinnovabili (FER):** misura l'incidenza percentuale di penetrazione della generazione da Fonti Rinnovabili sul totale dei consumi elettrici all'ultimo anno di Piano;
- **Integrazione delle FER (potenza):** misura la potenza degli impianti FER potenzialmente connettibili 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_2, SOx, NOx, 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.

Figura 11 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Ambientale individuate da Terna

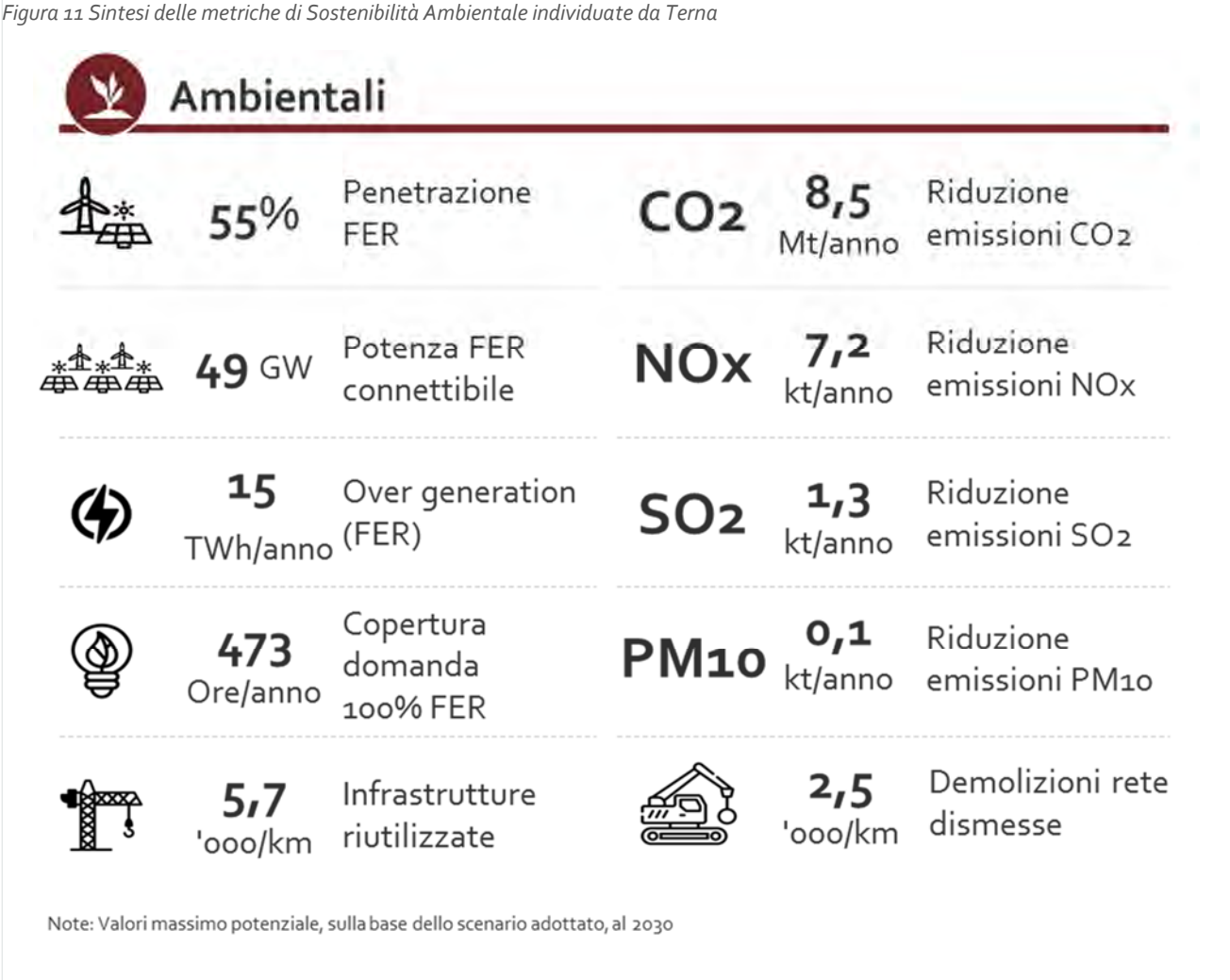
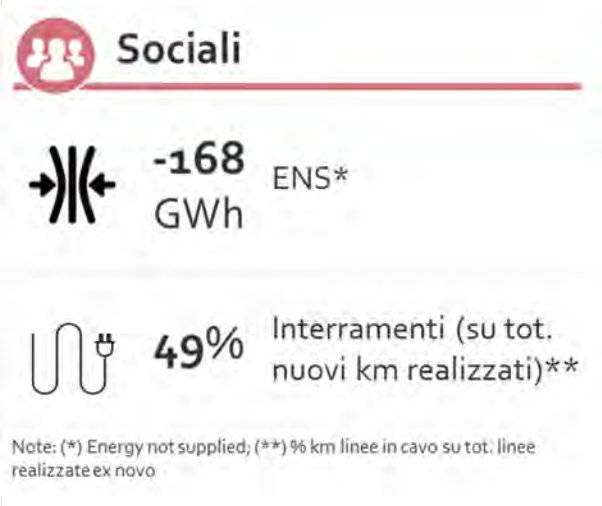


Figura 12 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Sociale individuate da Terna



Sociali (Figura 12)

- **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 (Figura 13)

- **Efficienza Energetica della rete:** misura l'ammontare delle perdite della rete (TWh/anno);
- **Investimenti complessivi PdS:** misura il valore complessivo della spesa per investimenti per gli interventi previsti a Piano di Sviluppo.

Figura 13 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Economica individuate da Terna

Figura 14 Matrice di prioritizzazione delle metriche

Per ognuna di queste metriche è stato poi definito il livello di rilevanza sia per gli stakeholder che per Terna, come rappresentato in Figura 14.

1.6. Il Coinvolgimento degli utenti della rete

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. Questa sfida non può essere affrontata se non con il supporto di tutti gli attori interessati, così come l'indirizzo delle nuove misure specifiche riguardanti il settore dell'energia in termini di decarbonizzazione, integrazione ed efficienza dei mercati e di sicurezza energetica.

Sullo stesso indirizzo è intervenuto anche il Regolatore che ha previsto, con la Delibera 627/16/eel/R del 4 novembre 2016, che il gestore di rete pubblichi "*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 si trovano:

- 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; fanno parte del Comitato rappresentanti dei distributori, dei produttori di energia elettrica, dei grossisti e dei clienti finali; tali soggetti contribuiscono alla definizione delle iniziative da mettere in

Cooperazione con i Distributori per la Resilienza

Il processo di coordinamento tra Terna e i Gestori della rete di Distribuzione è fondamentale sia in fase di pianificazione del Sistema Elettrico, sia durante la fase operativa di emergenza.

In tal senso l'ARERA con il DIEU 2/2017 per il Coordinamento tra i gestori, indica i meccanismi di coordinamento tra TSO e i DSO.

Nell'ambito della definizione del Piano di Resilienza, Terna ha avviato gli incontri di coordinamento per le aree critiche con i Distributori di riferimento. Da luglio a dicembre 2017 sono stati svolti 6 incontri con E-Distribuzione, Unareti, Edyna e SET Distribuzione.

atto per favorire un adeguato sviluppo della RTN al fine di garantire la qualità del servizio e limitare il rischio di taglio della produzione da fonte RES;

- Organizzazione Non Governative: queste organizzazioni hanno principalmente l'obiettivo di minimizzare ed eventualmente mediare i vari impatti ambientali negativi. Un ruolo chiave delle Associazioni 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;
- Terna: le strutture hanno il compito di declinare in modo operativo le linee guida e gli indirizzi definiti dal Vertice di Terna e condivisi con gli stakeholder esterni;
- 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.

Processo di consultazione con i titolari di iniziative merchant line

Con l'obiettivo di perseguire un sempre maggiore coinvolgimento degli stakeholder all'interno del processo di definizione del Piano di Sviluppo pluriennale della RTN e di fornire una visione olistica dello sviluppo della stessa, è stata condotta, per la prima volta, una consultazione con i titolari di iniziative merchant line.

- Durata del processo di consultazione: 15-30 novembre;
- Modalità di consultazione: scheda informativa per la raccolta di informazioni, tra cui:
  - caratteristiche generali e descrizione tecnica dell'intervento;
  - stato del progetto e della procedura di connessione STMG;
  - eventuale presenza di esenzione Third Party Access (TPA) per decreto;
  - impatti sul sistema elettrico (Valore investimento, Analisi Costi Benefici, stima capacità di trasporto incrementale);
- Questionario per il monitoraggio dell'efficacia del processo consultazione:
  - 9 progetti per i quali è stata inviata risposta al questionario;
  - sintesi risultati questionario (1 - completamente in disaccordo; 5 - completamente d'accordo):

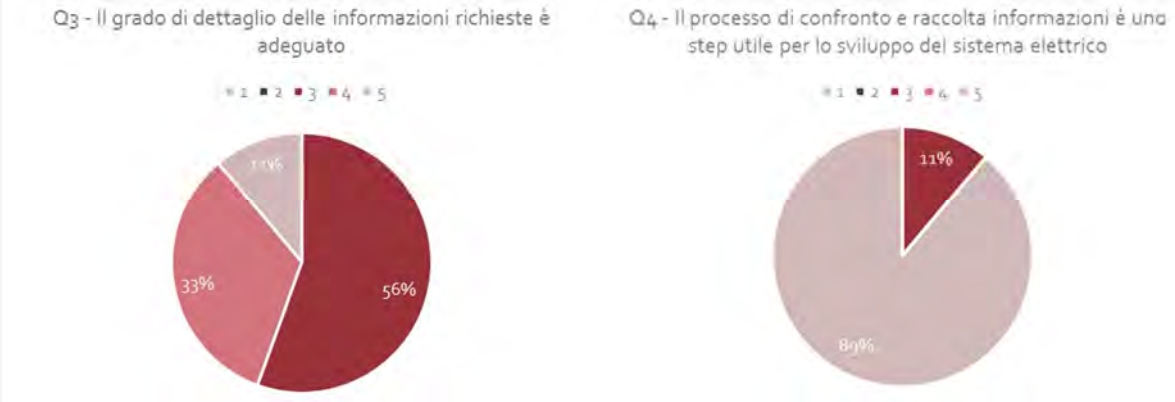


Figura 15 Stakeholders del Piano di Sviluppo

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 15).

La capacità di coinvolgere gli stakeholders in ogni fase dell'elaborazione e implementazione del Piano di Sviluppo della Rete è la chiave vincente per garantire l'accettabilità delle opere sul territorio. In tema di implementazione delle opere di sviluppo Terna ha già ideato e consolidato con successo forme di dialogo con il territorio: attraverso la concertazione con gli enti Locali prima e gli Open Day dopo (Figura 16).

Figura 16 Open Day 2017

Intervento Piano di Sviluppo	Codice Opera	Regione	Comune	Data Open Day
Interconnector Italia - Svizzera	1-I	Lombardia, Piemonte	Formazza, Domodossola	Febbraio 2017 (2 incontri)
Riassetto rete AT Alto Bellunese	215-P	Veneto, Trentino Alto Adige	Cortina D'Ampezzo, Auronzo di Cadore	Gennaio e Novembre 2017 (2 incontri)
Interconnector Italia – Francia	2-I	Piemonte	Avigliana, Susa, Chiomonte	Aprile e Giugno 2017 (3 incontri)
Stazione 400 kV Volpago	206-P	Veneto	Volpago, Scorzè	Dicembre 2017 (2 incontri)

Oggi la vera grande sfida è estendere il colloquio con tutti gli stakeholders della rete ed è su questa che la struttura Pianificazione e Studi di Rete di Terna si sta confrontando. Il 31 gennaio 2017 Terna ha inviato il Piano di Sviluppo 2017 al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ed all' Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) avviando il processo di approvazione che prevede peraltro, ai sensi della deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, un'intensa fase di consultazione pubblica, conclusasi questo settembre 2017 con l'invio all'ARERA dei riscontri ai commenti ricevuti.

Sessione Pubblica del 17 luglio 2017 - Consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2017

Il 17 luglio 2017 si è svolta una sessione pubblica ARERA; nel corso della sessione sono stati preliminarmente riscontrati i commenti ricevuti da Terna e si è aperta la discussione sugli scenari previsionali, ora più che mai in sintonia con quanto elaborato a livello europeo, in virtù dell'impegno di breve periodo ad allinearsi alle previsioni in tema di sviluppo rete gas. L'attuale scenario energetico è interdipendente e per questo è stata riconosciuta infatti la necessità, sia nei tavoli Interministeriali della de-carbonizzazione, sia nei tavoli europei di ENTSO-E ed ENTSO-G, di confluire verso uno scenario energetico unico che, prima in fase di costruzione degli scenari, poi in fase di pianificazione degli sviluppo, tenga in debito conto le rispettive interdipendenze pur nel rispetto delle distinte competenze distinte dei due operatori Terna e Snam.

In particolare nel corso della sessione sono state proposte due discussioni tematiche del workshop:

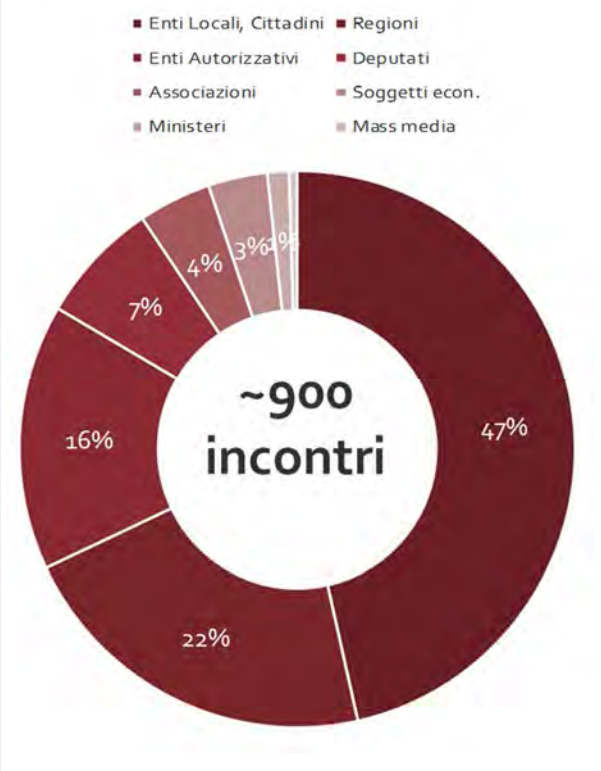
- Verso l'integrazione degli scenari di sviluppo in ambito energetico: le attività in corso in Europa e i riflessi sulle attività italiane;
- Focus sulle congestioni tra Sud e Nord del Paese: identificazione delle criticità previste e pianificazione dei relativi interventi di sviluppo.

Accreditati all'incontro oltre 70 partecipanti, in rappresentanza di Istituzioni, associazioni di categoria, trader, produttori da fonti rinnovabili, produttori termoelettrici ed investitori.

La consultazione pubblica si è svolta in due sessioni: nella prima, fino al 10 giugno 2017, Terna ha ricevuto i primi commenti degli operatori; nella seconda, fino al 31 luglio, l'ARERA ha ricevuto gli ulteriori commenti riscontrati da Terna lo scorso 25 settembre, nei tempi stabiliti. Nel mezzo si è svolta la sessione pubblica del 17 luglio 2017 tenutasi presso gli uffici dell'ARERA, presieduta da Terna.

L'approccio di Terna alle comunità locali, che 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, ai 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 (Figura 17).

Figura 17 Le tipologie di stakeholder incontrati nel 2017



A tal fine, dal 2014 Terna realizza i citati incontri pubblici, denominati "Open Day", per rivolgersi direttamente ai cittadini che vivono nelle aree

destinate a ospitare i principali interventi di sviluppo della rete. Nel corso degli incontro 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 2017, Terna ha inoltre avviato un proficuo confronto sulla base 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.

Confronto con Organizzazioni Non Governative (ONG)

- **Aprile 2017**: condivisione della proposta di lavoro;
- **Dicembre 2017**: presentazione degli scenari attesi e degli indicatori della Sostenibilità Sistemica definiti;
- **Dicembre 2017-Gennaio 2018**: confronto con le ONG in merito alla matrice di prioritizzazione delle metriche

  Con l'obiettivo di perseguire un sempre maggiore coinvolgimento degli stakeholder all'interno del processo di definizione del Piano di Sviluppo pluriennale della RTN e di attribuire una priorità alle metriche di Sostenibilità Ambientale, Sociale ed Economica rappresentate nella Figura 14 del presente capitolo, è stata condotta un'attività di confronto con le ONG (WWF, Greenpeace, Legambiente).

Infine, in merito al Comitato di Consultazione degli Utenti della Rete, il 9 febbraio 2017, si è svolto un incontro avente come oggetto il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2017 e l'avanzamento dei principali interventi inclusi nei precedenti Piani di Sviluppo. Successivamente, in occasione dell'elaborazione del nuovo Piano di Sviluppo della Rete 2018, lo scorso 23 novembre 2017 si è svolto un nuovo incontro durante il quale sono stati rappresentati i seguenti temi:

- Piano di lavoro per la Resilienza 2017
- Presentazione degli scenari
- Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti

Comitato di Consultazione Utenti della Rete

Il Comitato di Consultazione Utenti della Rete è l'organo tecnico che costituisce la sede stabile di consultazione degli operatori del settore elettrico. Sin dal suo Rapporto di Sostenibilità 2005 Terna pubblica puntuali informazioni sui contenuti delle riunioni periodiche del Comitato.
In particolare, in occasione della predisposizione del Piano di Sviluppo edizione 2018 è stato organizzato un incontro, previsto ai sensi del Codice di Rete, con il Comitato di consultazione degli utenti, nel quale sono rappresentati gli interessi e le posizioni delle diverse categorie di Utenti.
Il Comitato di consultazione, istituito col DPCM 11 maggio 2004, è composto da 7 membri:

- 1 con funzioni di Presidente designato dal Gestore;
- 2 designati da due distinte associazioni rappresentative dei produttori rispettivamente da fonti convenzionali e da fonti rinnovabili;
- 1 designato da una associazione rappresentativa dei distributori;
- 1 designato da una associazione rappresentativa dei clienti grossisti;
- 1 designato dal Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (C.N.C.U.) a rappresentanza degli interessi dei clienti vincolati;
- 1 designato da una associazione rappresentativa dei clienti industriali.

1.7. Variazioni dell'ambito della RTN

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 cessione di elementi di rete esistenti.

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, così come descritta dal Codice di Rete, prevede che le proposte di ampliamento, preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, siano riportate nel PdS ed inviate al MiSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del PdS.

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono principalmente atti 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.

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 dalla RTN di elementi di rete, previo conferimento degli elementi in questione alle Società che hanno formalizzato il proprio interesse all'acquisizione.

1.7.1. Proposte di variazione dell'ambito della RTN

Per quanto riguarda l'acquisizione di elementi di rete esistenti nell'ambito della RTN, con il presente Piano, si rappresenta l'esigenza relativa a una serie di elementi di rete descritti nella Figura 18.

1.8. PIANIFICAZIONE COORDINATA TRA TSO IN AMBITO PANEUROPEO

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, 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 prefissi 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, adeguati margini di adeguatezza, 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.

Figura 18 Proposte di ampliamento ambito RTN

Società	Descrizione Asset	Motivazione per l'acquisizione
Enel Produzione	SE 150 kV Contrasto (CT)	Acquisizione impianti sulla direttrice Paterno-Racalmuto; la direttrice è interessata da numerosi impianti eolici (> 140 MW) e se ne richiede il controllo delle apparecchiatura di linea e la rimozione di limitazioni sbarre ed di una derivazione rigida
Enel Produzione	SE 150 kV Paternò (CT)	
Enel Produzione	SE 150 kV Grottafumata (CT)	
Enel Produzione	SE 150 kV Troina (EN)	
Enel Produzione	SE 132 kV Bordogna (BG)	Presso l'impianto afferiscono tre linee RTN interessate da elevati transiti legati a produzione idroelettrica; l'area in questione è inoltre interessata da fenomeni wet-snow.
Areti	Smistamento Est - A. San Basilio a palo 100	Uniformare le proprietà asset e rimuovere le limitazioni sulle dorsali RTN
Areti	A. Flaminia - A. Bufalotta	
Italcementi	El. 150 kV Italcementi – Italcementi Matera	Acquisizione linea 120 km funzionale allo sviluppo rete: nuovo Intervento *Sviluppo rete AT Calabria Nord Ionica*
Santa Luce s.r.l.	SE 132 kV Colle Montanino	Ex CIE, impianto di proprietà di produttore: controllabilità impianto
Enel Green Power	SE 150 kV Crevola Toce	Presso l'impianto di Crevola Toce afferiscono tre linee RTN interessate da transiti legati alla produzione idroelettrica
Enel Green Power	SE 150 kV Vinadio	Nuovo intervento per la magliatura rete AT in area interessata da fenomeni wet-snow.

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

1.8.1. I driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea

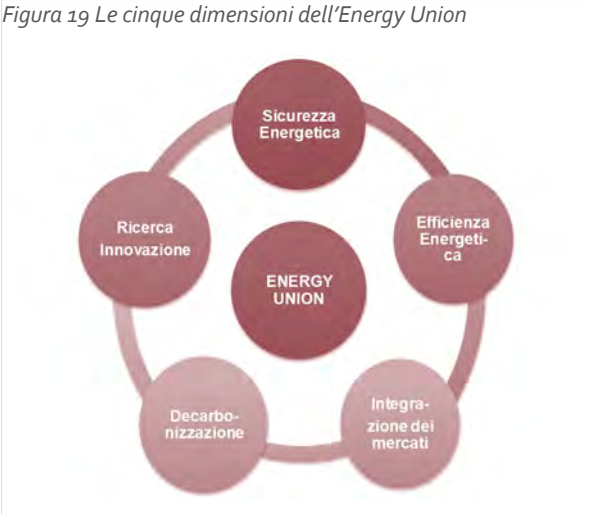
Dal 2011 attraverso il cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" sono state introdotte fondamentali disposizioni Comunitarie atte a modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo che hanno introdotto misure indirizzate all'orientamento, al rafforzamento e all'integrazione dei mercati elettrici 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/CE10, che definisce le norme comuni per il mercato interno dell'energia, in sostituzione della Direttiva 2003/54/CE;
- il Regolamento (CE) n. 713/2009[11], che istituisce l'Agenzia per la cooperazione fra le Autorità di Regolazione Nazionali del sistema elettrico (ACER)[12];
- il Regolamento (CE) n. 714/2009[13], che regolamenta gli scambi transfrontalieri di energia elettrica tra i paesi dell'Unione e le relative condizioni di accesso al sistema di trasmissione, a sostituzione del precedente Regolamento (CE) n. 1228/2003 (Regolamento Elettricità).

Il 25 Febbraio 2015, è stato adottato dalla Commissione Junker 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

Figura 19 Le cinque dimensioni dell'Energy Union



dimensioni (Figura 19), 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 10% 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 per guidare la transizione energetica verso l'attuazione degli obiettivi fissati dal Consiglio Europeo del 2014 in termini di riduzione di CO_2, 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

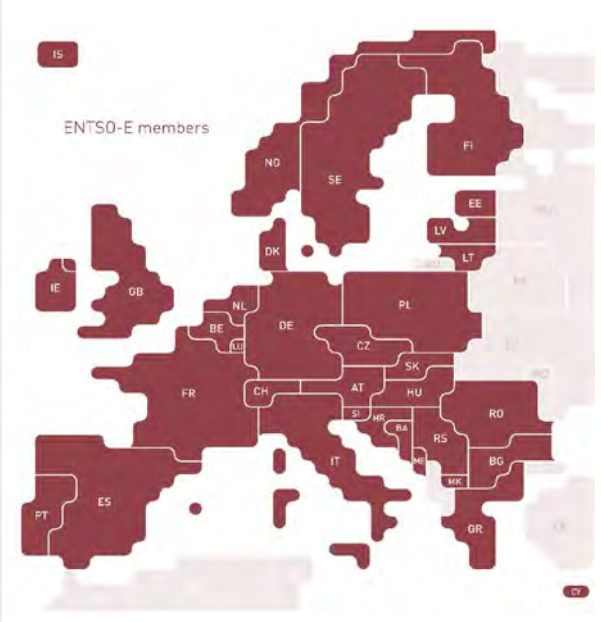
10 http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:IT:PDF

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

12 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.

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

Figura 20 Paesi Europei membri ENTSO – E



elettricità, e ridefinisce gli strumenti e le strategie di sviluppo di tali corridoi infrastrutturali energetici[14].

1.8.2. 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 43 Gestori di Rete Europei appartenenti a 36 Paesi (Figura 20). Lo scopo principale dell'ENTSO-E[15] 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).

In accordo con quanto previsto dal "Terzo Pacchetto Energia", tali obiettivi sono conseguiti anche attraverso la definizione da parte di ENTSO-E di un Piano decennale di Sviluppo della rete europea *non vincolante*, al fine di programmare gli investimenti e tenere sotto controllo gli 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 ed effettivo 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 Common Interest, PCI), come definito dal Regolamento (UE) n. 347/2013.

1.8.2.1. Il processo di elaborazione del TYNDP 2018

La definizione del TYNDP è un processo in continua evoluzione che ha avuto inizio nel 2010, processo al quale contribuiscono, oltre i TSO, anche l'ACER, la CE e tutti i principali stakeholder del settore attraverso un processo di consultazione pubblica dello stesso TYNDP, e alcuni specifici gruppi di lavoro che vedono la partecipazione di tutti i diversi attori del sistema elettrico.

In particolare le caratteristiche del TYNDP 2018 sono principalmente le seguenti:

- consolidamento dello studio di pianificazione europea comune;

14 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.

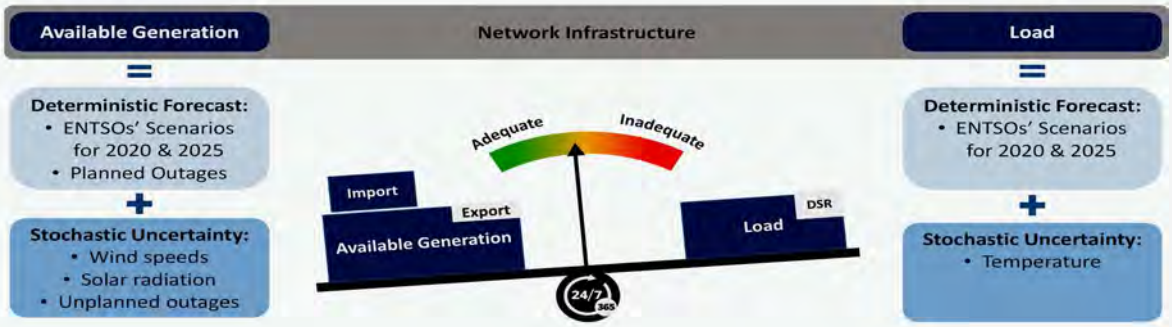
15 L'ENTSO-E ha anche il compito di elaborare Codici di Rete e supportare la definizione delle regole di mercato, con particolare riferimento a:

- 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.

- analisi di tre orizzonti temporali di medio (2025),di lungo periodo (2030) e lunghissimo periodo (2040);
- analisi, sul lungo periodo e lunghissimo periodo , di tre scenari differenti (Sustainable Transition, Distributed Generation ed EUCO), che includono caratteristiche e informazioni richieste dagli stakeholder di settore durante la consultazione pubblica di ENTSO-E sugli scenari, avvenuta durante il 2016/2017;
- clustering degli investimenti, per definire i progetti di rilevanza pan-Europea, orientato a considerare l'interdipendenza e la complementarietà di ciascun elemento di investimento (investment item);
- valutazione e quantificazione numerica dei benefici associati a ciascun progetto pan-Europeo secondo la metodologia CBA (Cost Benefit Analysis) consultata da ENTSO-E, affinata sulla base delle principali evidenze emerse durante il TYNDP 2016;
- valutazione sintetica dei target della capacità d'interconnessione di riferimento di ciascun paese nei diversi scenari;
- coinvolgimento e partecipazione degli stakeholder interessati nel processo di definizione del TYNDP, in particolare per i promotori terzi di progetti di trasmissione e stoccaggio.

Introduzione ai principi di adeguatezza

L'Italia ha visto una rapida riduzione della flotta convenzionale e la complessità del sistema è intrinsecamente cresciuta, per fenomeni quali: l'aumento dell'interconnessione del sistema europeo e la forte crescita delle rinnovabili. Il presentarsi di situazioni di scarsità delle risorse di generazione è intrinseco di un sistema che punta a massimizzare lo sfruttamento di fonti rinnovabili intermittenti.
In questo contesto cresce l'importanza di strumenti e metodologie per quantificare la probabilità e, nel limite del possibile, migliorare la prevedibilità di questi fenomeni al fine di gestirli al meglio. Tali studi, che misurano la probabilità del verificarsi di situazioni di sbilanciamento tra domanda e risorse disponibili, prendono il nome di studi di adeguatezza e valutano le risorse disponibili per garantire il bilanciamento (domanda, generazione, interconnessioni, sistemi di accumulo).



In ambito ENTSO-E vengono svolti diversi studi di adeguatezza e nel corso degli ultimi anni il report che ha visto i maggiori sviluppi metodologici è stato il MAF Mid-term Adequacy Report (strettamente legato al dibattito circa l'esigenza di riformare il mercato elettrico affiancando un sistema di remunerazione della capacità - Capacity Market - all'attuale sistema di remunerazione dell'energia effettivamente prodotta - Energy Only Market).
L'attuale metodologia di tipo probabilistico, al cui sviluppo TERNA ha notevolmente contribuito, elabora simulazione del mercato elettrico basandosi su input essenziali (tassi storici di accidentalità, dati climatici, producibilità degli impianti rinnovabili, parco di generazione disponibile, previsione della domanda).

Gli indicatori utilizzati nel MAF per quantificare il rischio di inadeguatezza sono due:

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

Evidenze MAF 2017

Il MAF 2017 è il documento predisposto dall'ENTSO-E ai sensi dell'articolo 8, comma 4 del Regolamento EC no. 714/2009 che analizza i potenziali rischi di adeguatezza per il sistema elettrico europeo con orizzonte 10 anni:

- lo studio contempla 36 Paesi, inclusa Malta e il futuro collegamento con la Tunisia; l'Italia è rappresentata nelle sue 6 aree di mercato;
- lo scenario utilizzato è allineato con lo scenario TYNDP 2018 "best estimate" al 2020 e 2025;
- i calcoli – probabilistici – di LOLE e ENS sono stati effettuati con 4 simulatori: GRARE (di Terna), ANTARES, BID, PLEXOS – stimano i principali reliability standard (LOLE ed ENS).

Il MAF ha lo scopo di fornire agli Stakeholders una traduzione e un'interpretazione delle migliori previsioni in termini di potenziale rischio e di trend di evoluzione del rischio, perseguendo anche altri obiettivi: A) creare un *linguaggio* comune e una metodologia condivisa tra i diversi paesi europei e B) raccogliere i dati e calibrare i modelli che possano essere poi utilizzati da ciascun TSO per svolgere analisi di dettaglio su ciascun Paese.

La metodologia è in continua evoluzione, agendo su diversi fronti:

- dati: creare un database europeo sugli impianti in decommissioning e arricchire il Pan-European Climate Database (PECD) con dati sull'idraulicità;
- modelli e software: tendere a sviluppare e applicare approcci flow-based per migliorare il livello di modellizzazione della rete;
- indicatori e risultati: integrare agli indicatori fisici di adeguatezza anche indicatori economici per verificare la sostenibilità degli investimenti.

Le evidenze delle simulazioni alla base del MAF 2017 mostrano che al 2025 i più importanti rischi di adeguatezza sono nei paesi più isolati e periferici del sistema elettrico continentale (Cipro, Malta, Irlanda e Irlanda del Nord, Bulgaria, Finlandia, Polonia, Estonia) a conferma del ruolo fondamentale delle interconnessioni. Per quanto riguarda l'Europa centro-continentale il MAF 2017 ha dimostrato l'enorme impatto che potrebbero avere su questi paesi altre ondate di freddo «polare» (1985, 1987) e più recentemente, del gennaio 2017.

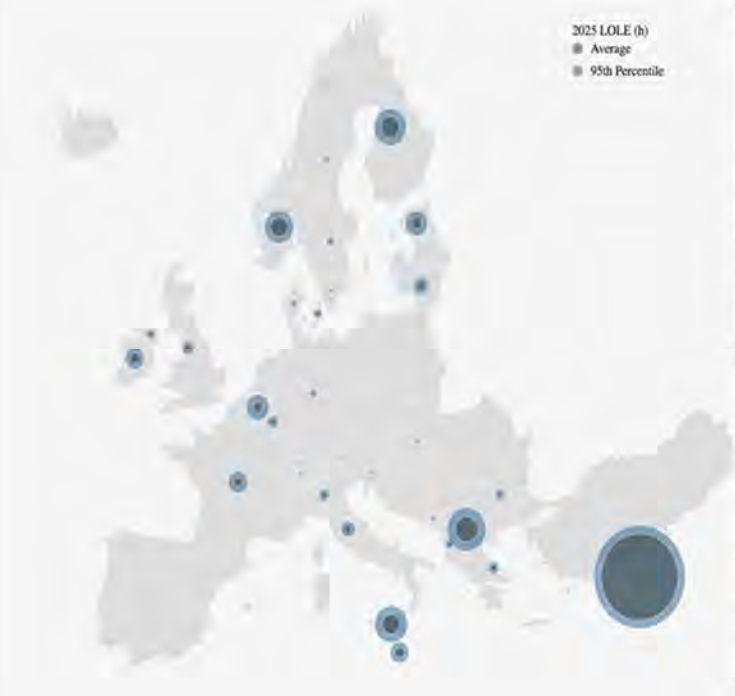
Principali risultati relativi all'Italia hanno evidenziato che in merito alla Regione Sardegna si conferma l'elevato numero di ore di ENS registrate anche nei precedenti studi di adeguatezza, e pertanto sono state implementate azioni correttive per mitigare gli effetti di un eventuale decommissioning:

- dal 2020, per la prima volta si registrano criticità nell'orizzonte di medio termine in condizioni climatiche estreme (95° percentile, P95), in particolare nel Nord (LOLE 12.9 h), Centro Nord (LOLE 9.8 h), Centro Sud (LOLE 4 h) e Sicilia (LOLE 3.7 h). Inoltre, in situazioni climatiche estreme l'Italia si deve confrontare con il rischio di "scarcity" anche nei Paesi limitrofi (cfr. cold spell events in Francia nel 1985, 1987 e a Gennaio 2017);

	ENS [GWh]	
	MAF17 (valore medio)	MAF17 P95
IT_N	3.47	17.22
IT_CN	0.73	3.53
IT_CS	0.13	0.78
IT_S	0.00	0.00
IT_SIC	0.11	0.51
IT_SAR	0.01	0.00
TOT	**4.45**	**22.04**

	LOLE [h]	
	MAF17 (valore medio)	MAF17 P95
IT_N	2.41	12.93
IT_CN	1.60	9.80
IT_CS	0.55	4.00
IT_S	0.00	0.00
IT_SIC	0.54	3.69
IT_SAR	0.11	0.40
TOT	**5.21**	**30.82**

- dal 2025, in condizioni climatiche estreme, aumentano le criticità in Sicilia (LOLE: 78.1 h), Nord (LOLE 7.3 h) e Centro Nord (LOLE 13.8 h).



	ENS [GWh]	
	MAF17 (valore medio)	MAF17 P95
IT_N	3.79	14.78
IT_CN	1.96	8.66
IT_CS	0.05	0.04
IT_S	0.00	0.00
IT_SIC	5.34	26.44
IT_SAR	0.01	0.01
TOT	11.15	49,93

	LOLE [h]	
	MAF17 valore medio	MAF17 P95
IT_N	1.86	7.33
IT_CN	2.98	13.80
IT_CS	0.07	0.40
IT_S	0.00	0.00
IT_SIC	21.96	78.18
IT_SAR	0.14	0.58
TOT	27	129.00

1.8.2.2. Il Mid-term Adequacy Forecast 2017

Il Regolamento n. 714/09 della Commissione Europea attribuisce a ENTSO-E, il compito di adottare ogni due anni e pubblicare il citato Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario (TYNDP).

Tale Piano comprende anche modelli della rete integrati, l'elaborazione degli scenari e le previsioni sull'adeguatezza della domanda e dell'offerta a livello europeo.

A tale fine ENTSO-E ha pubblicato (ottobre 2017 per consultazione) il Mid-term Adequacy Forecast 2017 (MAF 2017) che si inserisce nel dibattito sul nuovo Clean Energy Package e a cui, nella proposta della Commissione Europea, si vorrebbe assegnare anche il delicato compito di analizzare l'esigenza o meno di sistemi Capacity Market.

Tale studio dimostra il già fondamentale ruolo delle interconnessioni per garantire mutuo supporto tra Paesi in un sistema ad alta penetrazione di generazione da fonte rinnovabile intermittente.

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

Alla luce degli orientamenti Europei stabiliti nel 2006 per le reti trans-europee nel settore dell'energia, le cosidette *Trans-European Energy Networks* (*TEN-E*), mirati principalmente a sostenere l'effettiva implementazione del mercato interno dell'energia a livello europeo (IEM), incoraggiando nello stesso tempo lo sviluppo e l'efficientamento di produzione, trasmissione, distribuzione ed uso razionale delle risorse energetiche, è emersa l'esigenza di intensificare gli sforzi dell'Unione Europea volti a far fronte alle sfide future in questo ambito.

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

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

Figura 21 Corridori energetici prioritari definiti dal Regolamento 347/2013 che interessano l'Italia

attraverso le frontiere, rendendo operativa la solidarietà tra gli Stati Membri dell'Unione e garantendo anche rotte di approvvigionamento energetico più competitivo ed efficiente (Figura 21)

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 Progetti di Interesse Comune (*Project of Common Interest* – 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*[16]).

Il Regolamento Europeo n.347/2013 definisce Progetto di Interesse Comune (*Project of Common Interest*, PCI) un progetto infrastrutturale necessario per l'attuazione dei corridoi e delle aree prioritari delle infrastrutture energetiche e che figura in un apposito Elenco pubblicato dall'Unione (PCI Union List). 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.

Lo scorso 23 novembre 2017 la Commissione Europea ha adottato il Terzo 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. L'atto delegato sarà pubblicato in Gazzetta Ufficiale dell'UE dopo la conclusione del procedimento legislativo che coinvolge anche il Parlamento Europeo e il Consiglio dei Ministri dell'UE. Nel settore delle infrastrutture elettriche, la Commissione ha individuato 56 cluster di progetti per un totale di 106 investimenti di sviluppo, tra cui i 6 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 maggio 2016 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.

[16] Il programma "Connecting Europe Facility" (CEF) è oggetto del Regolamento (UE) n. 1301/2013 in vigore dal 1 gennaio 2014 e stanzia un budget di 5,85 Mld€ per supportare lo sviluppo delle infrastrutture energetiche trans-Europee fino al 2020.

Figura 22 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 West Electricity	Italia – Francia	Terna	2.5.1 - Interconnection between Grande Ile (FR) and Piossasco (IT) [currently known as "Savoie-Piemont"]
NSI West Electricity	Italia – Svizzera	Terna	2.15.1 - Interconnection between Airolo (CH) and Baggio (IT)
NSI East Electricity	Italia – Slovenia	Terna	3.21 - Interconnection between Salgareda (IT) and Divača — Bericevo region (SI).
NSI East Electricity	Italia – Montenegro	Terna	3.22.5 - Interconnection between Villanova (IT) and Lastva (ME).
NSI East Electricity	Italia – Tunisia	Terna	3.27 - Interconnection between Sicily (IT) and Tunisia node (TU) [currently known as "ELMED"]
n.a	Italia – Austria	Alpe Adria Energia	3.4 Interconnection between Wurmlach (AT) and Somplago (IT)
n.a.	Italia – Svizzera	World energy	2.14 Interconnection between Thusis/Sils (CH) and Verderio Inferiore (IT "Greenconnector")
n.a.	n.a.	Enel Distribuzione	10.5 ALPGRID (Austria, Italy) – "An innovative integration of synergetic, mature, technology-based solutions in order to simultaneously increase the operational efficiency of the Italian and Austrian regional electricity systems"

I dettagli di tali progetti di sviluppo di Terna inclusi nella lista PCI della Commissione Europea (Figura 22), possono essere ulteriormente consultati nelle apposite pagine web disponibili nel sito istituzionale di Terna e della Commissione Europea nonché nel capitolo del presente documento dedicato ai progetti di interconnessione.

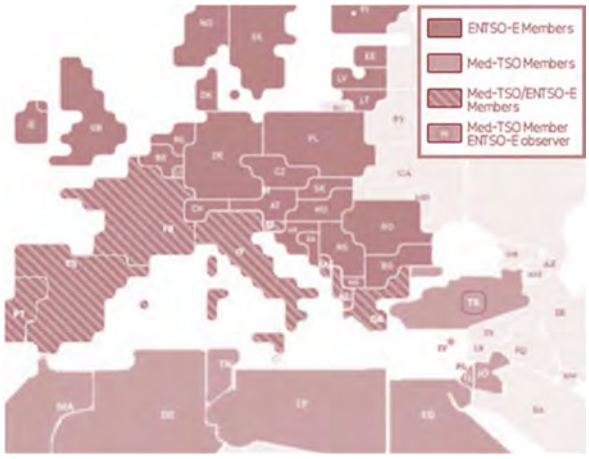
1.8.4. La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)

Med-TSO, l'Associazione dei gestori delle reti elettriche di trasmissione del Mediterraneo, è stata costituita nell'aprile 2012 con lo scopo di realizzare una piattaforma di cooperazione multilaterale tra i TSO per promuovere l'integrazione dei sistemi elettrici nel Mediterraneo.

Med-TSO è composta da 20 associati, in rappresentanza di 18 Paesi del Mediterraneo (Figura 23), la cui struttura organizzativa sta 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.

Nel 2013 Med-TSO, su incarico della Commissione Europea, ha realizzato il primo *Master Plan* delle interconnessioni mediterranee, comprendente anche i rinforzi interni di rete necessari all'utilizzazione delle interconnessioni. Questo risultato ha rappresentato il primo passo verso una pianificazione coordinata degli sviluppi di rete a livello regionale, ossia del primo passo concreto verso l'integrazione dei sistemi elettrici del Mediterraneo.

Figura 23 Paesi membri Med-TSO: Albania, Algeria, Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Libia, Marocco, Montenegro, Palestina, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia



In continuità con l'esperienza e i risultati conseguiti nel 2013, nel febbraio 2015 è stato lanciato il Progetto Mediterraneo, di durata triennale, finanziato dalla Commissione Europea e articolato secondo cinque linee di attività:

- regole: identificazione di un set di regole base, funzionali all'attivazione degli investimenti (in cooperazione con MEDREG, l'associazione dei Regolatori per l'energia del Mediterraneo), definendo le regole essenziali per la realizzazione e l'esercizio di infrastrutture di trasporto transfrontaliero (Codici di rete, allocazione della capacità di trasporto e relativa gestione operativa);
- infrastrutture: sviluppo degli strumenti di analisi di supporto al processo di pianificazione delle interconnessioni (linee guida condivise, strumenti di simulazione, analisi e valutazione costi-benefici degli investimenti);
- scambi internazionali di elettricità: definizione di regole e procedure operative per l'ottimizzazione dell'utilizzo delle interconnessioni esistenti e dei progetti di investimento futuri;
- banca dati del Mediterraneo: raccolta e gestione delle informazioni condivise per l'esecuzione di studi di mercato e di rete, nonché per lo sviluppo degli scambi di energia elettrica a livello regionale (dati caratteristici delle reti e delle infrastrutture, dati macroeconomici e informazioni di mercato per l'elaborazione di scenari previsionali e le analisi di adeguatezza dei sistemi elettrici della regione mediterranea);
- *knowledge sharing*: attività di condivisione dei risultati progettuali e organizzazione di workshop tematici su problematiche di interesse comune agli associati.

Le linee di attività del Progetto Mediterraneo traducono operativamente gli obiettivi delle strutture tecniche costituite nell'ambito dell'Associazione.

Nel corso del 2017 sono proseguite le attività inerenti a:

- stesura delle linee guida per la pianificazione coordinata delle infrastrutture di rete nel perimetro Med-TSO;
- costituzione del database euro-mediterraneo;
- elaborazione di un Common Target Regulatory Framework e della relativa roadmap di implementazione per facilitare l'armonizzazione delle regole tecniche di esercizio dei paesi mediterranei;
- esecuzione di studi di mercato e direte, secondo le metodologie correntemente in uso in ambito ENTSO-E, che fanno riferimento a scenari energetici condivisi per l'area euro-mediterranea sull'orizzonte temporale 2030, con l'obiettivo di elaborare il primo Piano di Sviluppo integrato delle reti di trasmissione dei sistemi elettrici del Mediterraneo;
- realizzazione della mappa congiunta ENTSO-E/Med-TSO delle reti AT del bacino euro-mediterraneo
- organizzazione di alcuni workshop formativi relativi ai principali risultati ottenuti.

Le attività del progetto Mediterraneo termineranno il 30 aprile 2018, ma sono già in fase avanzata i negoziati con la Commissione Europea per avere un nuovo finanziamento di durata biennale che consentirà a Med-TSO di consolidare le attività già avviate e allargare il perimetro di azione anche all'esercizio dei sistemi di trasmissione, al fine di implementare una efficiente piattaforma di scambio dati e informazioni tra i Paesi associati.

Coerentemente con il piano di azione previsto dal progetto Mediterraneo, inoltre, Med-TSO collabora, insieme a MEDREG, alla piattaforma regionale per l'elettricità (REM Platform), lanciata dall'Unione per il Mediterraneo (UpM), iniziativa promossa dalla Commissione Europea in collaborazione con i 28 Stati dell'Unione Europea e i 15 Stati nazionali della regione mediterranea.

1.9. INNOVAZIONI TECNOLOGICHE/PROGETTI FINANZIATI IN AMBITO EUROPEO

1.9.1. Le reti intelligenti nel nuovo contesto elettrico

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

In tale scenario, riveste un ruolo strategico "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, nella recente pubblicazione del Winter Package, 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 le assunzioni pubblicate nella SEN 2017.

1.9.1.1. L'impegno di Terna nei progetti di innovazione

L'energy transition 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.

Tra gli strumenti messi in atto, si possono citare l'implementazione di un processo di Open Innovation

Horizon 2020 è il più grande programma mai realizzato dall'Unione europea per la ricerca e l'innovazione, con l'obiettivo di trasferire grandi idee dal laboratorio al mercato. Sono disponibili quasi 80 miliardi di euro di finanziamenti per un periodo di 7 anni (2014 - 2020), oltre agli investimenti nazionali pubblici e privati che questa somma attirerà.

Il finanziamento alla ricerca dell'UE nell'ambito dei precedenti programmi quadro ha già riunito scienziati e industria, sia all'interno dell'Europa che nel resto del mondo, per trovare soluzioni a una vasta gamma di sfide. Le loro innovazioni hanno migliorato la vita delle persone, aiutato a proteggere l'ambiente e reso l'industria europea più sostenibile e competitiva.

Horizon 2020 è aperto alla partecipazione di ricercatori di tutto il mondo. La loro esperienza è stata essenziale per lo sviluppo di questo programma pioneristico. La Commissione ha raccolto i loro suggerimenti e ha tenuto conto delle raccomandazioni degli Stati membri e del Parlamento europeo, nonché delle lezioni apprese durante i programmi precedenti.

I leader d'Europa e i membri del Parlamento europeo hanno concordato che l'investimento sulla ricerca e sull'innovazione è essenziale per il futuro dell'Europa e lo hanno quindi messo al centro della strategia Europa 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva. Horizon 2020 sta contribuendo al raggiungimento di questo obiettivo associando la ricerca all'innovazione e concentrandosi su tre settori chiave: eccellenza scientifica, leadership industriale e sfide per la società.

in azienda e l'identificazione di un approccio strutturato all'innovazione.

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, 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.

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 costituito da 6 principali cluster (Tecnologie per la Trasmissione, Gestione del Sistema Elettrico, Sviluppo Rete, Mercati e Regolatorio, Smart Grid e Storage, Business Improvement & Security) accompagnandole nella declinazione di progetti focalizzati sia su attività "core", affrontate ora con nuove prospettive ed approcci, sia su settori decisamente innovativi.

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

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

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

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.

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:

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 24).

Figura 24 Consorzio progetto MIGRATE

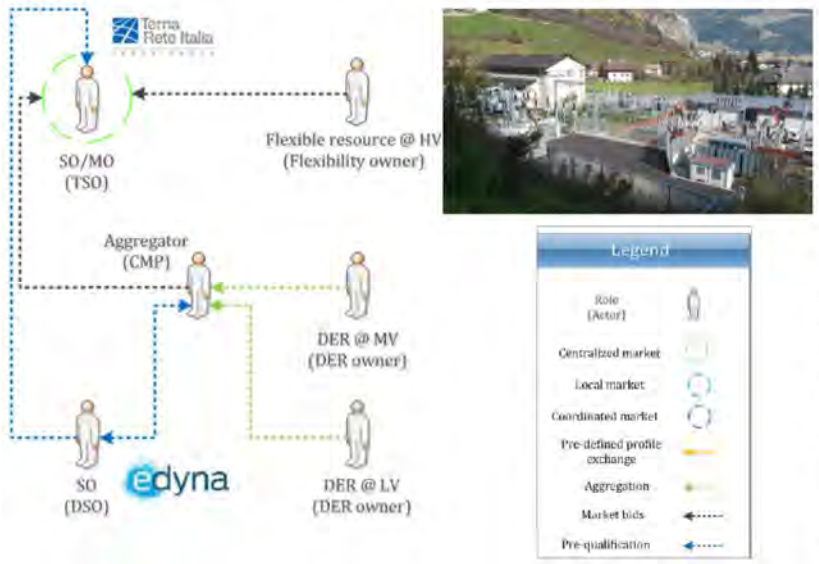
Il progetto ha l'obiettivo di sviluppare e validare soluzioni tecnologiche innovative per fronteggiare la crescente penetrazione di dispositivi interconnessi via elettronica di potenza (EP), sia lato generazione che carico, all'interno del sistema elettrico pan-Europeo. Tale obiettivo viene perseguito 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 EP ai convenzioni sistemi HVAC;
- Nel medio-lungo termine: definendo tecnologie innovative, algoritmi di controllo e nuove linee guida nei Codici di rete per gestire la transizione verso sistemi HVAC caratterizzati da generazione e consumo totalmente interfacciata alla rete attraverso EP.

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 EP.

I risultati del progetto saranno via via resi disponibili nel sto: www.h2020-migrate.eu.

Figura 25 Progetto pilata italiano: modello di mercato centralizzato



Il progetto pilota, focalizzato sull'Italia, mira a investigare la fattibilità tecnica di un monitoraggio (ogni 20 secondi) delle informazioni relative alla rete di distribuzione e agli impianti di produzione collocati sulla stessa rete di distribuzione. I dati raccolti, una volta comunicati al TSO (Terna), sono impiegati al fine di elaborare un segnale di controllo di frequenza/potenza e tensione per eventuali azioni di regolazione a cura dei produttori stessi. Il pilota Italiano è collocato territorialmente in Valle Aurina, sotto la giurisdizione del DSO locale (Edyna). Presso la Cabina Primaria di Molini di Tures e la corrispondente stazione elettrica (SE) di Terna, di recente costruzione, dove sono collegate anche due centrali idroelettriche di Alperia della potenza nominale di 20 e 15 MVA.

Progetto **SmartNet**: finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon2020 e coordinato da RSE, Terna è parte di un consorzio che si compone di 22 partner da 9 nazioni europee tra cui gestori della rete di trasmissione (Terna, Energinet.dk) e 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. SmartNet si sviluppa su una durata di 3 anni (2016-2018). Nel corso dei primi mesi di attività si sono analizzati, tra l'altro, cinque schemi di interazione tra trasmissione e distribuzione in ambito di mercato, rappresentando nel dettaglio i diversi ruoli dei soggetti coinvolti nei mercati in tempo reale: TSO, DSO, gestore del mercato dei servizi ancillari (che a seconda dello schema di coordinamento implementato potrebbe coincidere con TSO/DSO o essere un soggetto indipendente - IMO: "Independent Market Operator"), aggregatore (o, più in generale, CMP: "Commercial Market Parity), generazione distribuita e carichi flessibili (DER: "Distributed Energy Resources"), tutti riferiti alle specificità delle tre nazioni pilota (Danimarca, Italia e Spagna).

Tale analisi comprende lo sviluppo di un ambiente di simulazione specifico al fine di valutare i potenziali scenari di sviluppo al 2030 in Danimarca, Spagna ed Italia. Questo porterà a individuare i meccanismi più opportuni, che potranno differire da Paese a Paese, e a svolgere considerazioni in termini di evoluzione regolatoria a livello nazionale ed europeo. Un'analisi dei requisiti ICT (Information Communication Technology) per l'implementazione dei diversi schemi di coordinamento farà da complemento all'analisi. Infine, la stessa piattaforma di simulazione sarà integrata in un laboratorio di simulazione al fine di analizzare la performance dei sistemi di controllo reali emulando gli schemi di coordinamento considerati.

Nell'ambito del progetto SmartNet si realizzeranno anche tre progetti pilota dedicati all'analisi degli aspetti più specificamente implementativi. I tre dimostrativi sono collocati nelle stesse tre nazioni d'interesse per le simulazioni al 2030 (Figura 25). I risultati del progetto saranno via via resi disponibili nel sito: www.SmartNet-Project.eu

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» 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.

Nell'ambito di 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.

Presenza e Leadership del Dimostratore italiano nel **Progetto OSMOSE** «OSMOSE - Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity».

Il progetto 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 è stato presentato nel Febbraio 2017 in risposta al bando LCE-04-2017 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) ed ha un budget complessivo di circa 30 Mln Euro, approvato dalla Commissione Europea nell'Agosto del 2017 dopo un complesso iter di valutazione.

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 più 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.

E' previsto anche un importante contributo di Terna nel "WP6", altro 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, nonchè di ottimizzare l'utilizzo degli impianti di produzione e pompaggio (e dello storage in generale).

Gli altri partner italiani del WP5, coordinato da Terna, sono RSE, EnSiEL, IBM, ABB, Enel Green Power, Edison, Engineering, nonché la Dolomiti Energia e la Fondazione Bruno Kessler sul WP6.

1.9.1.2. 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.

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.

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 e rappresentati pubblicamente in un workshop pubblico tenutosi nel mese di settembre 2017.

1.9.2. Electricity Highways E-2050

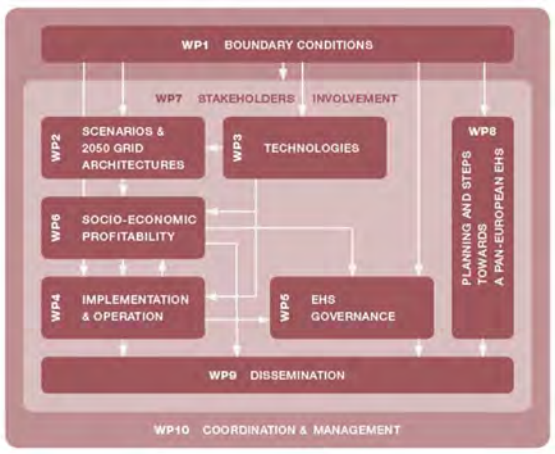
Il conseguimento degli obiettivi sanciti dalla normativa europea si basa sulla definizione di piani di azione comune che prevedano il coinvolgimento sempre più ampio di tutti gli stakeholder del settore elettrico, in particolar modo quando tali piani interessano orizzonti di lungo termine. In tale senso, a settembre 2012, è stato avviato il progetto e-Highway 2050 (Figura 26), che in Italia ha riunito EnSiEL, RSE e Terna.

I tre partner italiani di e-Highway 2050 hanno collaborato intensamente allo sviluppo di una metodologia *top-down* di *planning* applicabile alla rete di trasmissione europea che permetterà il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi comunitari di politica energetica nel settore elettrico, con una riduzione prevista del 95% delle emissioni di CO_2 entro il 2050.

Nel dettaglio, i 5 macro-step dell'approccio top-down modulare a lungo termine consistono in:

1. scenari di generazione e carico;
2. scenari energetici;
3. simulazioni di *Load Flow* e determinazione delle potenziali criticità della rete;
4. analisi di fattibilità delle infrastrutture di rete individuati;
5. realizzazione degli investimenti selezionati.

Figura 26 Struttura del progetto e-Highway 2050 e interrelazioni tra i dieci Work Package



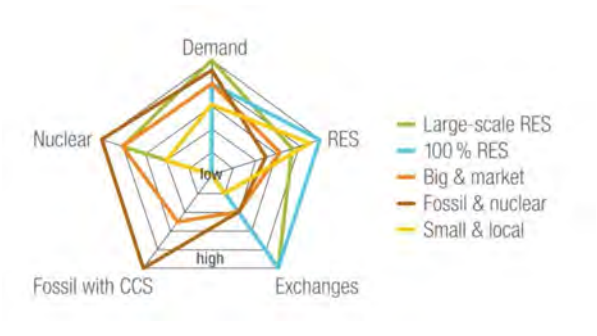
Essendo l'analisi svolta su un orizzonte temporale di così lungo termine, sia la scelta degli scenari di riferimento che la metodologia adottata sono

fortemente condizionati dalla necessità di riuscire a coprire tutte le possibili incertezze connesse all'evoluzione del sistema elettrico fino al 2050. In particolare:

- per quanto riguarda la metodologia si è preferito adottare un approccio di tipo stocastico;
- per quanto riguarda gli scenari, sono stati analizzati cinque diverse possibili evoluzioni "estreme ma realistiche" del sistema elettrico (scenari), di cui quattro contemplano una massiccia penetrazione di energia rinnovabile (distribuita e non) associata a un forte incremento del fabbisogno (carico totale europeo superiore ai 4.000 TWh), mentre tre prevedono eventuali flussi in Europa e scambi con il Mare del Nord e il Nord Africa;
- per quanto riguarda la tecnologia, sono state considerate tre diverse strategie in funzione del livello di accettazione da parte degli stakeholder e del costo sociale necessario a sostenere la transizione.

Figura 27 presenta una sintesi grafica delle differenze tra i 5 scenari analizzati.

Figura 27 Principali differenze tra gli scenari



I risultati dell'intero processo e tutte le informazioni inerenti le metodologie, gli scenari e i modelli utilizzati sono disponibili sul sito web del progetto e-Highway 2050 (www.e-highway2050.eu/e-highway2050)

Figura 28 e Figura 29rappresentano le similitudini tra gli scenari, ovvero il massimo comune denominatore dei potenziamenti previsti. Lo spessore dei collegamenti visualizza graficamente l'entità degli incrementi di portata termica ravvisati. A riguardo si nota che tali requisiti sono stati determinati sulla base di una duplice funzione obiettivo: massimizzare la sicurezza di approvvigionamento e/o minimizzare il redispacciamento dei gruppi di generazione. In alcuni casi più di un percorso soddisfa la stessa funzione obiettivo e/o una combinazione di percorsi è possibile.

Immediatamente è possibile riconoscere la predominanza di corridoi "Nord-Sud" e la presenza in tutti gli scenari di numerosi collegamenti che convogliano energia dall'estremo nord del sistema (Mare del Nord, Scandinavia, UK, Irlanda) e la dirottano ai confini dell'area sincrona dell'Europa continentale (Germania del Nord, Polonia, Olanda, Belgio e Francia) attraverso un opportuno sistema di cavi sottomarini. I risultati delle analisi di sicurezza dimostrano che gli scenari 100% RES e Large Scale RES richiedono un dimensionamento molto superiore degli asset di trasmissione (in termini di numero, taglia e distanze) rispetto agli scenari Small & Local e Fossil Fuel & Nuclear. Inoltre, 100% RES e Large Scale RES evidenziano la forte necessità di dotarsi di una solida infrastruttura nel cuore dell'Europa continentale, in aggiunta ai suddetti rinforzi periferici previsti per tutti gli scenari. Infatti, in entrambi i casi i volumi delle fonti rinnovabili (specialmente quelle provenienti dal Mare del Nord) sono tali da richiedere corridoi dedicati per congiungere queste fonti ai principali centri di consumo.

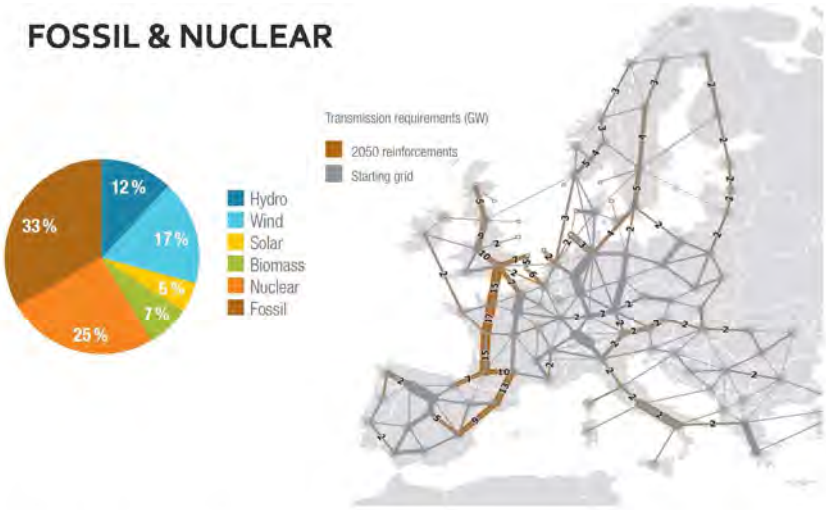
Riguardo la rete di trasmissione emerge in maniera significativa l'importanza di un ulteriore sviluppo del corridoio "Sud-Nord" interno alla penisola ed "Est-Ovest" a sud per consentire, negli scenari che prevedono un massivo sviluppo di rinnovabili, di veicolare in sicurezza l'energia da/verso l'Africa.

Fondamentalmente, i corridoi più vitali che si distinguono seguono i seguenti quattro percorsi:

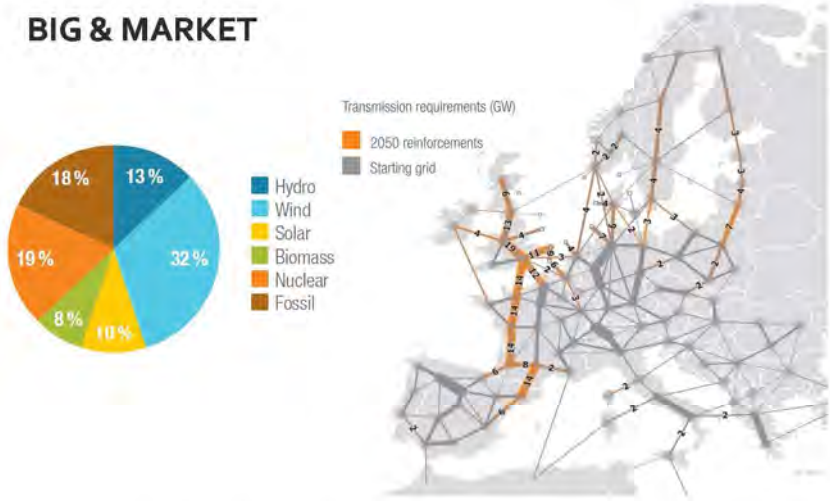
1. Sud - Nord Italia;
2. Grecia - Sud Italia;
3. Sicilia - Sardegna - Continente;
4. frontiera italiana settentrionale.

Questi risultati, per quanto correlati a ipotesi di sviluppo della generazione a lungo termine, sono del tutto in linea con quanto descritto nel Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2018 orientato ad incrementare le interconnessioni tra Italia e i paesi limitrofi, in particolare quelle verso la frontiera nord, i Balcani e il Nord Africa, affinché domani l'Italia possa diventare un hub elettrico nell'area del Mediterraneo.

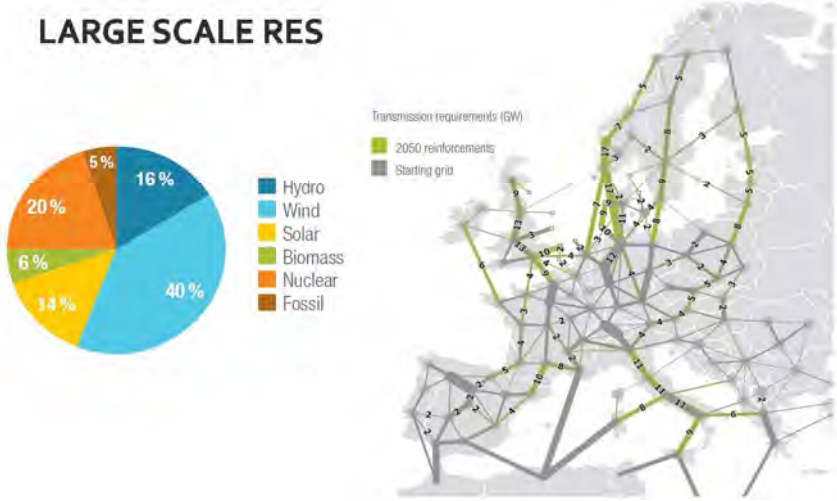
Figura 28 Scenario di sviluppo e risultati attesi



Fossil & nuclear: si prevede che la decarbonizzazione sarà principalmente conseguita attraverso il carbon capture & storage. Inoltre: le RES avranno un ruolo meno significativo; la crescita del PIL è prevista elevata; il contributo dell'efficienza energetica sarà bassa



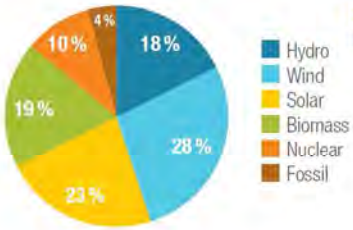
Big & market: si prevede che il settore elettrico sarà guidato dal mercato. Nessuna fonte energetica primaria sarà esclusa e si preferirà la realizzazione di grossi impianti centralizzati piuttosto che una generazione distribuita. Inoltre: Carbon capture & storage sarà una tecnologia matura, la crescita del PIL elevata, l'efficienza energetica limitata



Large scale RES: si focalizza sul forte sviluppo di grandi impianti FER, come progetti nel Mare del Nord e nel Nord Africa. Inoltre: la crescita del PIL sarà elevata, efficienza energetica sarà bassa e si avrà un limitato demand-side management

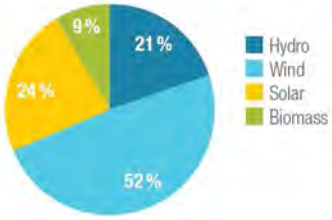
Figura 29 Scenario di sviluppo e risultati attesi (continua)

SMALL & LOCAL



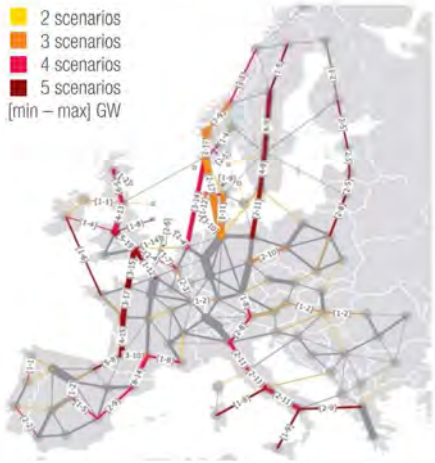
Small & local: si ipotizza un importante sviluppo della generazione distribuita tramite tanti impianti di piccola taglia (specialmente RES). Inoltre: la crescita del PIL e della popolazione saranno basse, l'efficienza energetica sarà elevata e di conseguenza la domanda sarà bassa

100% RES



100% RES: si ipotizza un intenso sviluppo degli impianti RES, di conseguenza non saranno più presenti impianti a combustibili fossili né centrali nucleari. Inoltre: la crescita del PIL sarà elevata, l'efficienza energetica sarà elevata, le tecnologie di storage e di demand-side management saranno largamente diffuse

Rinforzi di rete comuni a tutti gli scenari



2. LA RETE OGGI

- Si conferma sulla rete AAT e AT una rilevante criticità con particolare riferimento alla rete 220 kV del Nord-Est a causa dell'import e della produzione rinnovabile; sulla rete AT, le maggiori criticità si registrano nella Regione Lombardia ed in alcune aree del Centro-Nord prevalentemente dovute a dinamiche della domanda;
- Dal punto di vista del mercato, si confermano le sezioni critiche sulla rete primaria tra le zone Nord, Centro-Nord e Centro-Sud. Altre sezioni critiche si registrano tra la Sardegna e il Continente, il Polo di Brindisi Sud e tra la Sicilia Orientale e la Sicilia Occidentale;
- Si conferma un differenziale importante, fino a 17 €/MWh, con i mercati esteri (francese e tedesco);
- Sul Mercato del Giorno Prima (MGP) si evidenziano un incremento del PUN e delle rendite di congestione in particolare sulle sezioni Centro Sud-Centro Nord e Rossano-Sicilia, mentre i volumi di energia sul mercato dei servizi risultano in linea con quelli del 2016.

2.1. Consistenza della rete e bilancio energetico nazionale

2.1.1. Consistenza della Rete

La Rete di Trasmissione Nazionale al 30 Giugno 2017 ha un'estensione di oltre 66.000 km di linee e cavi e 861 stazioni (Figura 30).

Figura 30 Consistenza elementi RTN in esercizio

LINEE

Livello di Tensione	Linee aeree (km)	Linee in cavo interrato (km)	Linee in cavo sottomarino (km)
380 kV	9.920	187	1.152
220 kV	8.783	343	243
≤150 kV	44.401	1.295	68
Totale	**63.104**	**1.825**	**1.463**

STAZIONI E TRASFORMATORI

Livello di Tensione	Stazioni (#)	Trasformatori (#)	Potenza trasform. (MVA)
380 kV	163	390	112.808
220 kV	148	206	31.067
≤150 kV	550	126	4.101
Totale	**861**	**722**	**147.976**

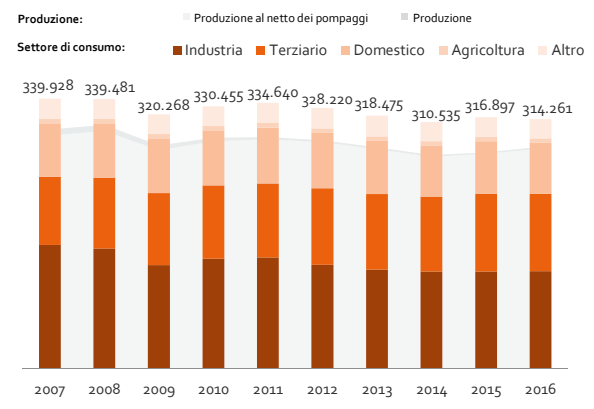
2.1.2. Bilancio Energetico Nazionale

Nel 2016 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 314,3 miliardi di kWh, con un decremento dello 0,8% rispetto all'anno precedente (Figura 31); i consumi totali di energia elettrica, ossia la richiesta al netto delle perdite, sono risultati pari a 295,5 miliardi di kWh.

La distribuzione dei consumi di energia elettrica per settore economico mostra una sostanziale stabilità dell'industria nel suo complesso. Il settore industriale, con un consumo di 122,7 miliardi di kWh, ha rappresentato nel 2016 circa il 41,5% del totale dei consumi; anche il settore terziario, attestandosi a 102,9 miliardi di kWh si è dimostrato sostanzialmente stabile. Si registra per i restanti settori un generale calo rispetto al 2015: il domestico diminuisce del 2,8% portandosi a 64,3 miliardi di kWh e l'agricoltura scende del 2,2% arrivando a 5,7 miliardi di kWh.

Nel 2016 la produzione nazionale netta, cresciuta del 2,7% rispetto all'anno precedente, ha raggiunto un

Figura 31 Bilancio energetico nazionale (2016)

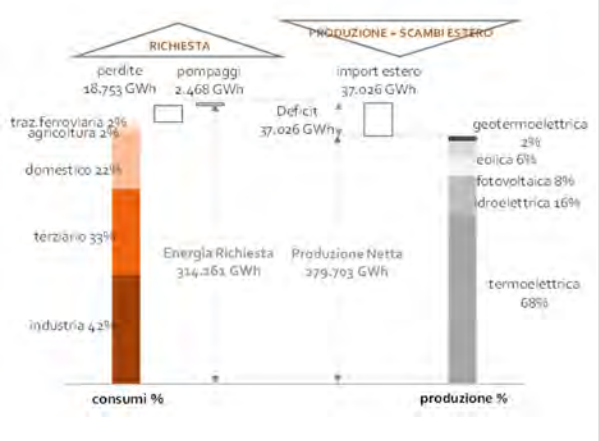


valore di 279,7 miliardi di kWh.

Disaggregando per fonte i dati riguardanti la produzione netta, si evidenzia un calo della fonte idroelettrica (-5,8%) ed una crescita del termoelettrico

nazionale (+3,8%); si registra inoltre la notevole

Figura 32 Bilancio energetico nazionale (storico produzione richiesta -GWh)



crescita della produzione netta da fonte eolica (+19,2%) ed il calo di quella da fonte fotovoltaica (-3,7%).

Nell'anno 2016 (Figura 32) si registra inoltre una quota del fabbisogno nazionale coperta dalle importazioni nette dall'estero pari a circa 37 miliardi di kWh (-20,2% rispetto all'anno precedente).

Collegamento Capri Continente

- oltre 100 milioni di euro di investimento
- 31 km la lunghezza complessiva del collegamento (di cui 30 sottomarini)
- almeno 17 milioni di euro l'anno il risparmio per il sistema elettrico
- 4 milioni di kWh annui di minori perdite di rete
- 130 mila tonnellate di emissioni di CO_2 in meno ogni anno
- 2.700 metri quadrati l'area della stazione elettrica di Capri
- 540 mq l'ampiezza dell'edificio principale della stazione elettrica di Capri
- 300 lavoratori complessivamente impiegati
- 40 imprese coinvolte
- 120 circa la profondità massima raggiunta dal cavo sottomarino

Per quanto riguarda la potenza massima richiesta, la punta massima nel 2016 si è registrata il 12 luglio alle

Udine Ovest-Redipuglia

- Circa 110 milioni di euro investiti
- 40 km di nuovo elettrodotto costruiti
- 115 sostegni monostelo
- Oltre 800 km di conduttori utilizzati
- 13 ettari di nuova stazione elettrica, di cui metà per i mascheramenti
- 110 km di elettrodotti in demolizione
- 680 edifici liberati da impatto visivo
- 367 ettari di territorio (pari a 524 campi da calcio) liberati dal vincolo di servitù d'elettrodotto
- Circa 30 imprese al lavoro
- Oltre 60 milioni di euro l'anno di risparmi per il sistema elettrico italiano
- Circa 12.000 tonnellate di CO_2 in meno ogni anno

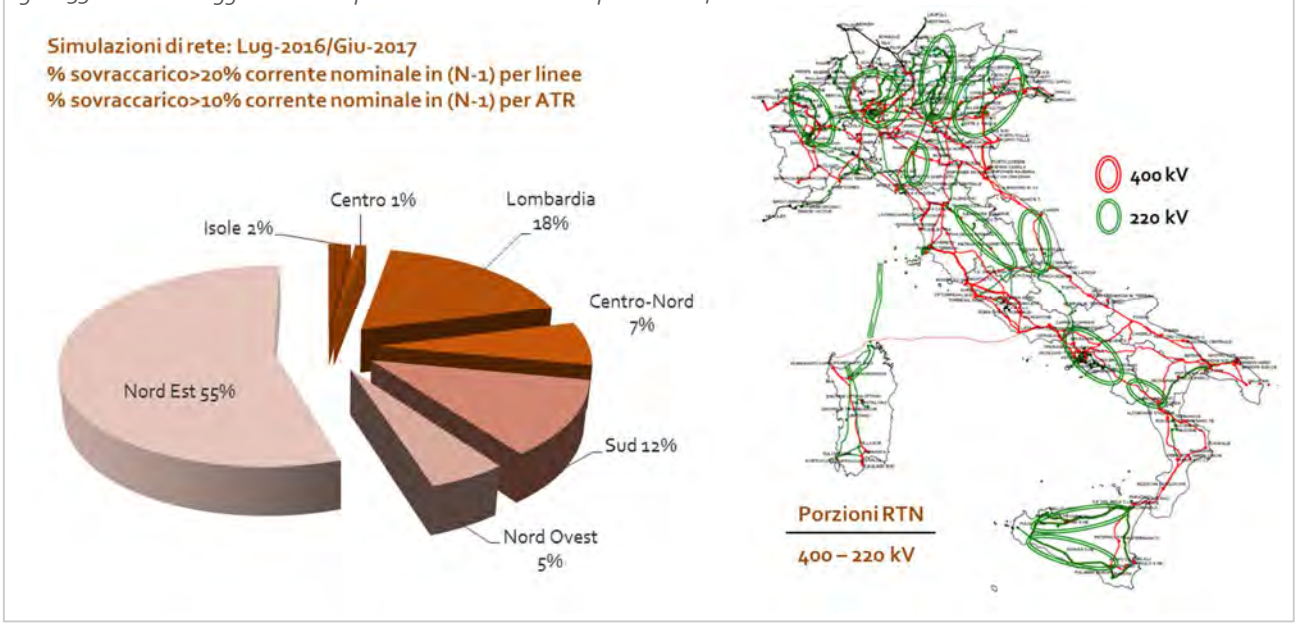
ore 17, raggiungendo i 53.568 MW,(-11,4% rispetto al massimo storico del 2015).

2.2. Entrate in esercizio 2017

Tra i principali interventi entrati in servizio nel 2017, si registrano:

- Nuovo elettrodotto 400 kV tra Udine Ovest - Redipuglia (1 ottobre 2017);
- Nuovo collegamento sottomarino Capri Continente (27 giugno 2017);
- Riassetto rete 220 kV città di Napoli - Elettrodotto 220 kV "Poggioreale-Secondigliano" (Gennaio 2017);
- Riassetto rete AT area di Cagliari - Elettrodotto 150 kV "Gilla-Porto Canale" (Luglio 2017);

Figura 33 Aree con maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 400-220 kV



- Raccordi in cavo interrato 380 kV tra le SE di Priolo, Gargallo e Melilli ed opere connesse (Aprile 2017).

2.3. Distribuzione territoriale delle criticità

Nella Figura 33 è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (rete a 400 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 2016 e giugno 2017. L'assetto di rete in tempo reale considerato, è determinato dalla reale disponibilità degli elementi di rete, tenendo conto anche degli eventuali fuori servizi programmati. Ai fini dell'elaborazione relativa alla rete 400-220 kV, non sono stati considerati gli effetti dei dispositivi di telescatto. Inoltre, nell'analisi della rete primaria 400 kV-220 kV, non si è tenuto conto dei possibili assetti adottabili dalla rete AT a 150-132 kV a seguito di eventi che determinano il funzionamento in N-1 della rete primaria.

Dall'analisi delle simulazioni effettuate emerge la presenza di eventi caratterizzati da un rischio di sovraccarico su rete primaria. Ciascuno di questi eventi è caratterizzato da almeno un elemento di rete con un sovraccarico di corrente (superiore al 20% per le linee e 10% per gli ATR del valore massimo di normale esercizio).

Nell'area 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 di alcune trasformazioni relative agli impianti 400/220 kV della Liguria occidentale. In Lombardia i rischi di sovraccarico su rete primaria riguardano principalmente la rete che alimenta la città di Milano, benchè attenuati dall'entrata in servizio dei nuovi interventi previsti.

Nell'area Nord-Est del Paese si concentra una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale, benché il contributo del nuovo elettrodotto Udine Ovest – Redipuglia abbia ridotto le limitazioni di capacità di trasporto che possono ostacolare il transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena.

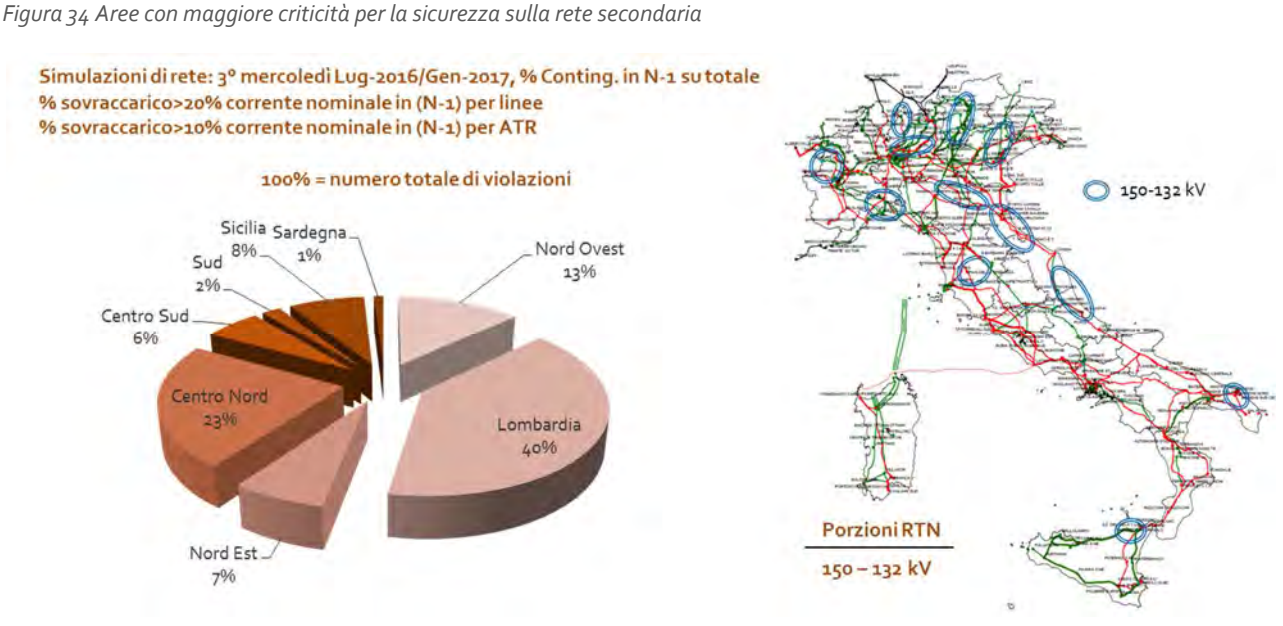
Nel Centro Italia si evidenziano rischi di sovraccarico sulle arterie 220 kV che attraversano Umbria, alto Lazio e Abruzzo e sovraccarichi di alcune trasformazioni presso gli impianti 400 - 220 kV.

Per quanto riguarda il Sud, sono di significativa importanza i sovraccarichi sulla rete 220 kV della Campania, 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 potenza dalle aree di produzione della Calabria

e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. In tal senso, si evidenziano sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti della medesima area. Sulla porzione di rete primaria tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 400 kV "Laino–Montecorvino". Sono presenti inoltre eventi di sovraccarico sulla dorsale 400 kV della Calabria ionica. In Sicilia si registrano eventi di sovraccarico diffusi relativamente alla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione interna alla Regione. In particolare si riscontrano criticità sulle arterie tra i centri di carico di Palermo e Messina e sulle linee afferenti il polo di produzione di Priolo. Si evidenzia che i telescatti (dispositivi che intervengono su evento, operando il fuori servizio automatico di impianti critici) pur non rappresentando una contromisura di tipo strutturale, possono contribuire a ridurre o, in alcuni casi, annullare parte delle criticità evidenziate. Va tuttavia sottolineato che l'intervento di tali dispositivi può influenzare la flessibilità del sistema elettrico a fronte di eventi dinamici, riducendo i margini di sicurezza del sistema.

Nella Figura 34 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 2016 e di Gennaio 2017 alle ore 10.30 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescatti 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. Tali criticità sono espresse nel dettaglio degli interventi previsti nel Paragrafo 2.8 del presente documento.

Figura 34 Aree con maggiore criticità per la sicurezza sulla rete secondaria



2.4. Continuità del servizio di trasmissione – Reti AAT/AT

La continuità del servizio è associata principalmente alla capacità di un sistema di garantire il trasporto delle potenze prodotte 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 35 sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2016 e Giugno 2017 hanno registrato i livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica più critici riguardo ai rispettivi tassi di domanda.

Circa il 78% dell'ENS (energy not supplied) per disservizi riguarda le Regioni del Centro, del Sud e la Regione Lombardia.

2.5. QUALITÀ DEL SERVIZIO - NODI 400 KV

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.

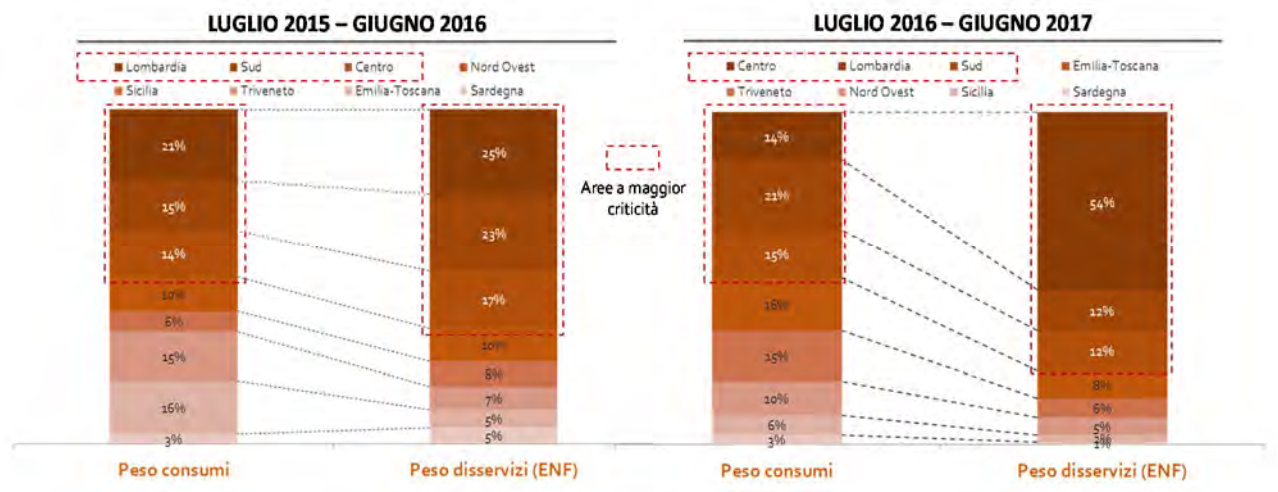
Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue contribuiscono a far variare la tensione, generalmente in diminuzione, dei nodi nelle rispettive zone di influenza e nei periodi caratterizzati da elevata richiesta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

Al contrario, nelle situazioni fuori picco, anche a causa della riduzione dell'effetto di regolazione delle centrali disponibili in produzione, possono registrarsi 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 ±5% attorno al valore di esercizio di 400 kV.

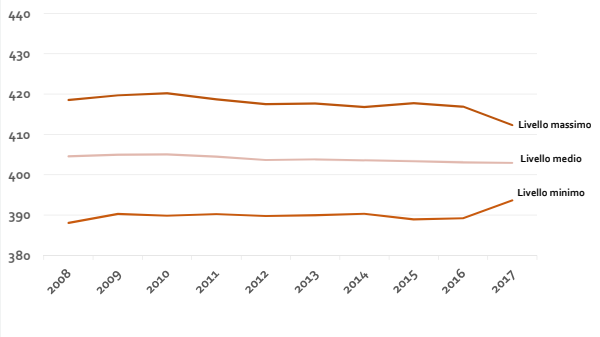
Per il periodo Luglio 2016 - Giugno 2017 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 3,1 kV. L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico, benché si noti un lieve aumento dei valori massimi di tensione, legato ai minori flussi sulle dorsali 400 kV durante le ore di basso carico.

Figura 35 Continuità del servizio di alimentazione – Disalimentazioni su reti AAT/AT (rete di trasmissione e reti di subtrasmissione)



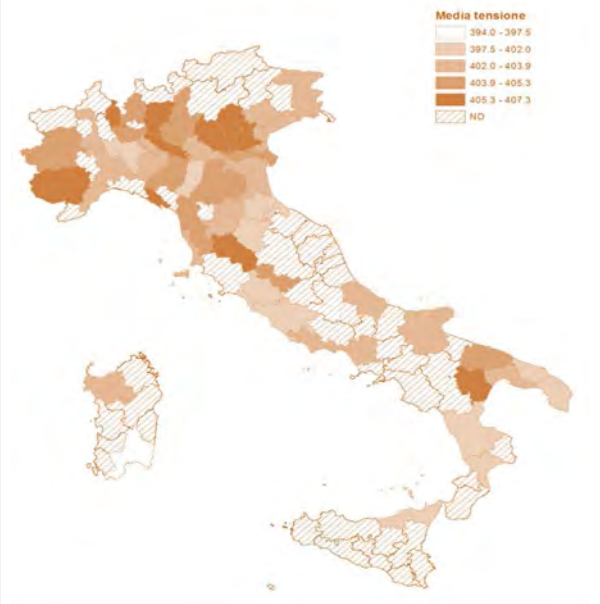
La Figura 36 riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN[17], nel periodo

Figura 36 Range di Variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 2008 al 2017 (kV)



2008-2017.

Figura 37 Distribuzione territoriale delle tensioni rete 400 kV - valori medi (kV) (Lug 16 – Giu 17)



Nel suddetto periodo di riferimento le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e all'installazione dei dispositivi di compensazione della potenza reattiva effettuati negli ultimi anni, si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 403 kV per i nodi della rete a 400 kV, evidenziando comunque un leggero trend in riduzione negli ultimi tre anni.

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

Figura 38 Distribuzione territoriale delle tensioni rete 400 kV - frequenza (%) con tensione maggiore di 410 kV (Lug 16 – Giu 17)

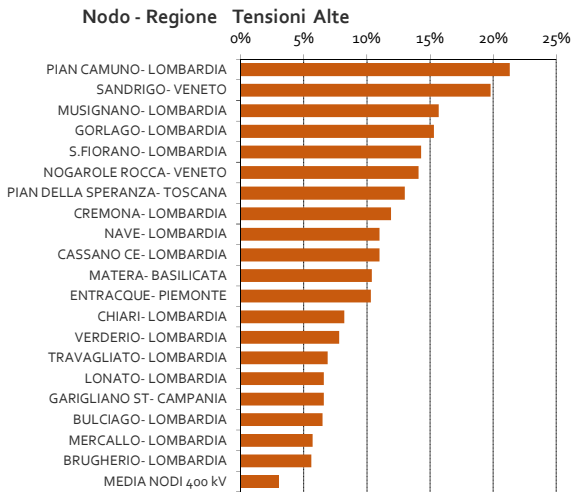
Nell'analizzare le criticità della rete sono prese in esame le seguenti situazioni tipiche:

- 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 37 e la Figura 38 riportano rispettivamente l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 400 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 39 sono elencati i nodi della rete nazionale a 400 kV i cui valori di tensione più frequentemente

Figura 39 Andamento della tensione ai nodi critici – tensioni alte (Luglio 2016 – Giugno 2017)



superano la soglia di attenzione di 410 kV (la 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 2016 e Giugno 2017.

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

Nella Figura 40 sono invece riportati i nodi 400 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 2016 e Giugno 2017.

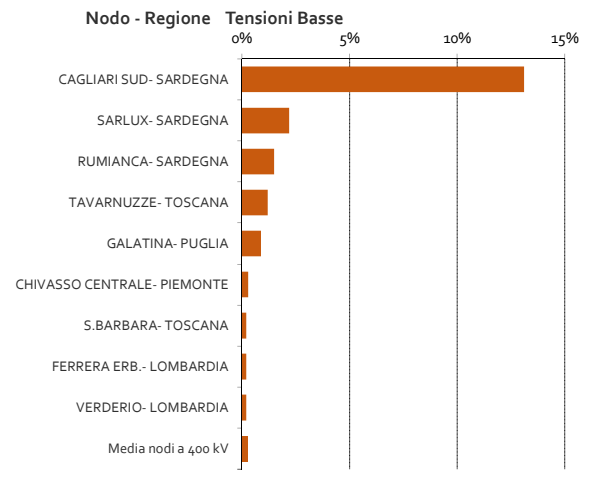
Il fenomeno riguarda le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati livelli di carico.
Relativamente alle suddette problematiche, l'installazione di apparati presso alcune stazioni che regolano la tensione (reattanze e banchi 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.

La valutazione dei livelli attesi della qualità della tensione è il risultato di una campagna di misura avviata da Terna il 1° luglio 2006 e realizzata mediante l'installazione di strumenti di misura presso impianti AAT/AT.
Il monitoraggio della qualità della tensione è valutato sulla rete 400/220/150/132/60 kV.

Per quanto riguarda gli strumenti installati a dicembre 2016 nelle stazioni Terna, si riporta in Figura 41 la ripartizione per area territoriale.

Attraverso tale campagna di misura, è stato possibile determinare risultati relativi a diversi parametri della

Figura 40 Andamento della tensione ai nodi critici – tensioni basse (Luglio 2016 – Giugno 2017)



qualità di tensione, in particolare, i buchi di tensione[18].
I risultati si riferiscono alle misure registrate nel periodo Gennaio 2016 - Dicembre 2016 e sono, per quanto possibile, confrontati con quelli relativi al corrispondente periodo Gennaio 2015 - Dicembre 2015.

In particolare, relativamente ai buchi di tensione si specifica che questi possono essere:

- Polifase, se coinvolgono due o tre fasi;
- Monofase, se interessano una sola fase.

Tutti i buchi di tensione sono stati, inoltre, suddivisi per livello di tensione e raggruppati per tensione residua e durata secondo le nuove indicazioni emerse in ambito normativo internazionale (nuova EN 50160).

[18] Diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione per un utente direttamente connesso alla RTN ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale per un periodo di tempo superiore a 10 millisecondi e inferiore o uguale a 1 minuto; il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi.

Figura 41 Ripartizione per area territoriale degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

Area Territoriale	N° di strumenti
Nord-Ovest	*35*
Nord	*28*
Nord-Est	*40*
Centro-Nord	*27*
Centro	*43*
Sud	*29*
Sicilia	*10*
Sardegna	*16*
Totale	***228***

Nella Figura 42Figura 41 sono riportati tutti i dati relativi ai buchi di tensione, suddivisi per fasce di durata e tensione residua, rilevati dagli strumenti di misura durante il periodo di monitoraggio ed i relativi valori medi.

A tal proposito, l'esame dei dati, riferito alla singola installazione, mostra che:

- per quanto riguarda i buchi di tensione monofase:
  - per il livello 400 kV il numero massimo dei buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a O quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2016 (pari a 5);
  - per il livello 220 kV il numero massimo dei buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a O quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2016 (pari a 10);
  - per il livello 150-132-120 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2016 (pari a 15);
- per quanto riguarda per i buchi di tensione polifase:
  - per il livello 400 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a O quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2016 (pari a 3);
  - per il livello 220 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2016 (pari a 6);
  - per il livello 132 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 4 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2016 (pari a 9).

Figura 42

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (400-220 kV)

380 – 220 kV												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	98	57	2	2	0	2	0	1	0	0	100	62
80 > u > 70	94	59	2	5	2	1	0	0	0	0	98	65
70 > u > 40	76	64	0	2	0	0	0	0	0	0	76	66
40 > u > 5	13	15	1	0	0	0	0	0	0	0	14	15
5 > u	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
totale	282	196	5	9	2	3	0	1	0	0	289	209

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (400 - 220 kV)

380 – 220 kV												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	3,50	2,04	0,07	0,07	0,00	0,07	0,00	0,04	0,00	0,00	3,57	2,21
80 > u > 70	3,36	2,11	0,07	0,18	0,07	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	3,50	2,32
70 > u > 40	2,71	2,29	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71	2,36
40 > u > 5	0,46	0,54	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,54
5 > u	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04
totale	10,07	7,00	0,18	0,32	0,07	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	10,32	7,46

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (<150 kV Nord)

150-132-120 kV Nord												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	177	109	1	8	1	4	0	0	1	0	180	121
80 > u > 70	226	118	9	11	1	1	2	0	4	0	242	130
70 > u > 40	222	105	12	21	0	6	0	0	0	0	234	132
40 > u > 5	51	43	2	1	0	3	0	0	0	0	53	47
5 > u	4	0	0	2	0	0	0	0	0	0	4	2
totale	680	375	24	43	2	14	2	0	5	0	713	432

*Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osserv*ati sulla rete (<150 kV Nord)

150-132-120 kV Nord												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	2,39	1,47	0,01	0,11	0,01	0,05	0,00	0,00	0,01	0,00	2,43	1,64
80 > u > 70	3,05	1,59	0,12	0,15	0,01	0,01	0,03	0,00	0,05	0,00	3,27	1,76
70 > u > 40	3,00	1,42	0,16	0,28	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	3,16	1,78
40 > u > 5	0,69	0,58	0,03	0,01	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,64
5 > u	0,05	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,03
totale	9,19	5,07	0,32	0,58	0,03	0,19	0,03	0,00	0,07	0,00	9,64	5,84

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (<150 kV Centro)

150-132-120 kV Centro												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	99	35	2	1	1	2	9	0	1	0	112	38
80 > u > 70	67	41	4	1	0	0	0	0	1	0	72	42
70 > u > 40	77	35	4	3	1	3	0	0	0	0	82	41
40 > u > 5	28	2	7	1	0	0	0	0	0	0	35	3
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	271	113	17	6	2	5	9	0	2	0	301	124

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (<150 kV Centro)

150-132-120 kV Centro												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	3,54	1,25	0,07	0,04	0,04	0,07	0,32	0,00	0,04	0,00	4,00	1,36
80 > u > 70	2,39	1,46	0,14	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	2,57	1,50
70 > u > 40	2,75	1,25	0,14	0,11	0,04	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	2,93	1,46
40 > u > 5	1,00	0,07	0,25	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25	0,11
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	9,68	4,04	0,61	0,21	0,07	0,18	0,32	0,00	0,07	0,00	10,75	4,43

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (<150 kV Sud)

150-132-120 kV Sud												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	87	38	2	2	0	0	0	1	0	0	89	41
80 > u > 70	134	70	1	3	1	1	0	1	0	0	136	75
70 > u > 40	128	79	1	8	0	1	0	0	0	0	129	88
40 > u > 5	34	13	0	0	0	0	0	0	0	0	34	13
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	383	200	4	13	1	2	0	2	0	0	388	217

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (<150 kV area Sud)

150-132-120 kV Sud												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	6,21	2,71	0,14	0,14	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00	6,36	2,93
80 > u > 70	9,57	5,00	0,07	0,21	0,07	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00	9,71	5,36
70 > u > 40	9,14	5,64	0,07	0,57	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	9,21	6,29
40 > u > 5	2,43	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,43	0,93
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	27,36	14,29	0,29	0,93	0,07	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	27,71	15,50

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (<150 kV Sicilia)

150-132-120 kV Sicilia												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	43	38	2	8	0	2	0	0	0	0	45	48
80 > u > 70	94	29	7	8	0	2	0	0	2	0	103	39
70 > u > 40	99	68	8	11	0	0	1	0	0	0	108	79
40 > u > 5	19	14	7	1	2	0	0	0	0	0	28	15
5 > u	1	2	0	0	1	0	0	2	0	0	2	4
totale	256	151	24	28	3	4	1	2	2	0	286	185

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (<150 kV Sicilia)

150-132-120 kV Sicilia												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	5,38	4,75	0,25	1,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	5,63	6,00
80 > u > 70	11,75	3,63	0,88	1,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,25	0,00	12,88	4,88
70 > u > 40	12,38	8,50	1,00	1,38	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	13,50	9,88
40 > u > 5	2,38	1,75	0,88	0,13	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,50	1,88
5 > u	0,13	0,25	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,25	0,50
totale	32,00	18,88	3,00	3,50	0,38	0,50	0,13	0,25	0,25	0,00	35,75	23,13

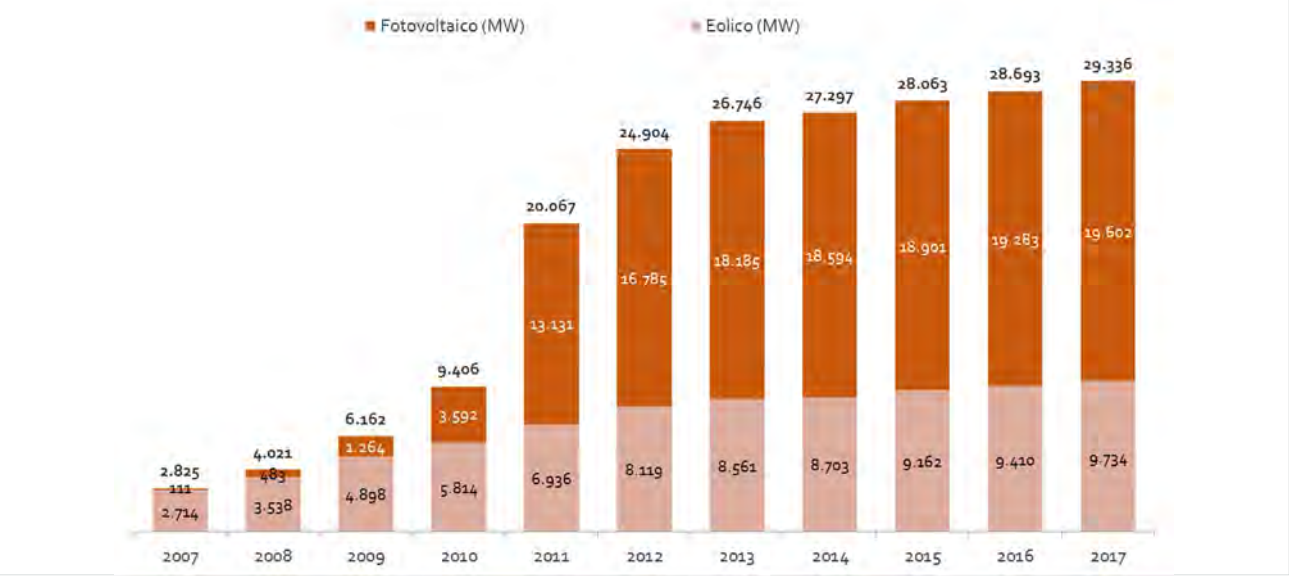
Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (< 150 kV Sardegna)

150-132-120 kV Sardegna												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	17	16	1	0	0	0	0	0	0	0	18	16
80 > u > 70	19	12	0	1	0	0	0	0	0	0	19	13
70 > u > 40	6	19	0	0	0	0	0	0	0	0	6	19
40 > u > 5	1	2	0	1	0	0	0	0	0	0	1	3
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	43	49	1	2	0	0	0	0	0	0	44	51

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete residua (< 150 kV Sardegna)

150-132-120 kV Sardegna												
	Durata											
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Totale	
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	2,13	2,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,25	2,00
80 > u > 70	2,38	1,50	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,38	1,63
70 > u > 40	0,75	2,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75	2,38
40 > u > 5	0,13	0,25	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,38
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	5,38	6,13	0,13	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,50	6,38

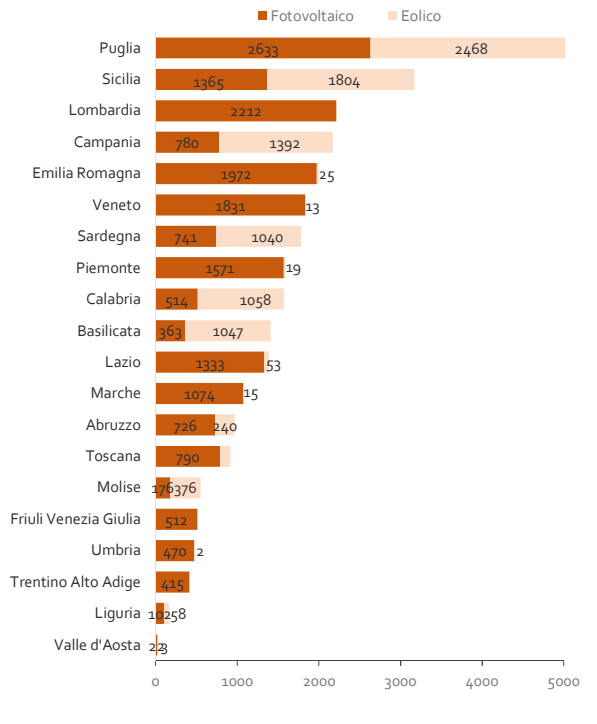
Figura 44 Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2007 - 2017 (dati provvisori)



2.6. POTENZIALI CRITICITÀ DELLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

2.6.1. Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia

Figura 43 Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia – Ottobre 2017 (Fonte dati: Terna)



La potenza eolica installata in Italia ad Ottobre 2017 è pari a circa 9.700 MW. Gran parte di questa potenza è generata dalla zona meridionale del Paese, soprattutto Campania, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna, aree che presentano caratteristiche più favorevoli dal punto di vista della disponibilità della fonte primaria.

La potenza fotovoltaica installata alla stessa data è pari a circa 19.600 MW dei quali circa 2.600 MW nella sola Puglia.

In Figura 43 è riportato il dettaglio per Regione della potenza degli impianti eolici e fotovoltaici installati ad Ottobre 2017.

In particolare, nel 2017 la generazione da fonte fotovoltaica cresce rispetto all'anno precedente di circa 0,4 GW mentre quella da fonte eolica cresce di circa 0,3 GW (Figura 44). Si fa presente che i dati rappresentati in Figura 44 sono in linea con i dati anagrafici relativi al settore fotovoltaico presenti nel sistema GAUDI di Terna e negli archivi del GSE.

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 e nei periodi con basso fabbisogno locale, hanno un impatto non solo sulla rete di distribuzione, ma anche su estese porzioni della rete di trasmissione e più in generale sulla gestione del sistema elettrico nazionale nel suo complesso.

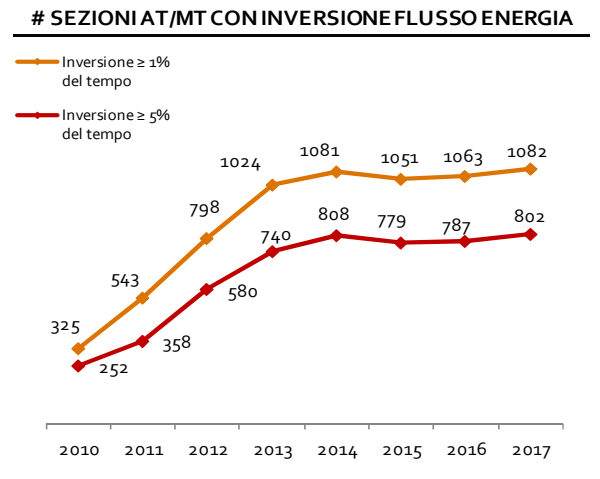
2.6.2. Inversione dei flussi FRNP

In tale contesto, la forte penetrazione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), in particolare quelli alimentati da fonte solare

fotovoltaica, ha comportato fenomeni di risalita di energia dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione.

Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di e-distribuzione è stata riscontrata nel periodo gennaio-novembre 2017 (Figura 45) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1082 e 802 sezioni di trasformazione AT/MT delle cabine primarie di distribuzione, valori in linea con l'anno precedente.

Figura 45 Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: e-Distribuzione; dati aggiornati a novembre 2017)



2.6.3. 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 alla limitata magliatura di rete.

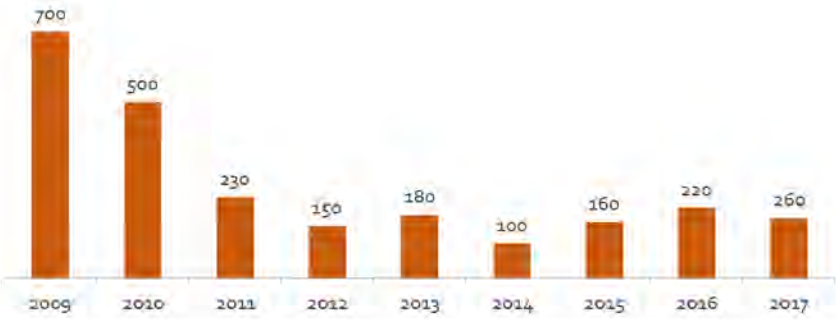
Ad un livello più alto, si è registrato un progressivo aumento delle congestioni anche sul sistema di trasporto primario in AAT, che determinano una minore efficienza complessiva in esito ai mercati con la formazione di "oneri da congestione" a carico del sistema.

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 FRNP e dove la rete presenta un minor livello di magliatura e una più limitata capacità di trasporto.

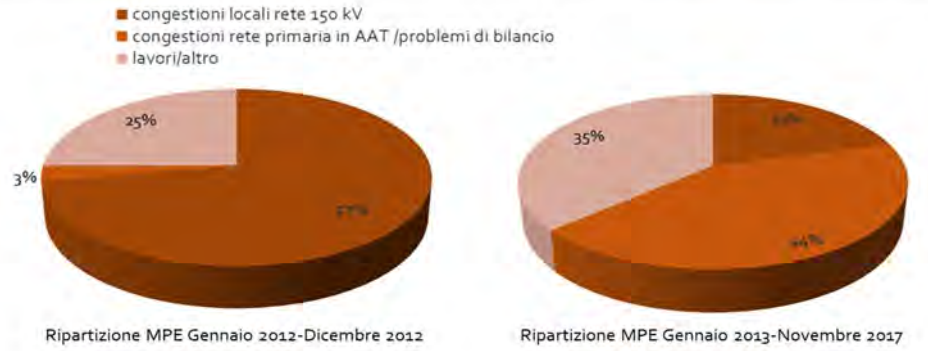
A livello di gestione del sistema elettrico nel suo complesso, come meglio descritto nel seguito, si sono presentate nuove ed importanti problematiche di mantenimento dell'equilibrio complessivo tra produzione, carico e scambi con l'estero, nonché criticità in termini di disponibilità della necessaria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

Tra le criticità cui si è accennato, risultano particolarmente significative le congestioni di rete, che se negli ultimi anni si sono manifestate frequentemente su alcune porzioni della rete a 150 kV, a causa della ridotta capacità di evacuazione di tutta l'energia prodotta dagli impianti da FRNP, ora interessano in modo significativo anche la rete in AAT.

Figura 46 Mancata Produzione Eolica (MPE) gennaio-novembre 2017 – impianti connessi rete AT



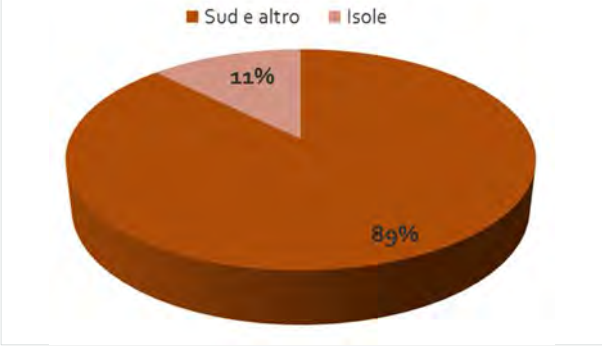
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produzione Eolica (GWh)	6.542	9.125	9.856	13.407	14.897	15.178	14.844	17.689	15.111
Incidenza MPE	10,7%	5,5%	2,3%	1,1%	1,2%	0,7%	1,1%	1,2%	1,7%



Nel corso degli anni 2009-2012 (Figura 46), infatti, si è assistito ad una progressiva riduzione della Mancata Produzione Eolica (MPE) e, come sopra indicato, in tale periodo sul valore dell'MPE incidevano quasi esclusivamente le congestioni sulla rete AT.

A partire dal 2013, invece, si è evidenziata la componente della mancata produzione eolica dovuta a congestioni sulla rete AAT tra zone in direzione Sud-Nord e problemi di bilancio generazione/carico prevalentemente sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord in situazioni di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica.

Figura 47 Dettaglio regionale localizzazione - Mancata Produzione Eolica (MPE) gennaio-novembre 2017



Il problema delle congestioni locali persiste anche nel 2016. Come si osserva in Figura 47, le zone della rete AT attualmente critiche, in relazione ai vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, sono concentrate nelle isole maggiori e al Sud, in particolare lungo le 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.

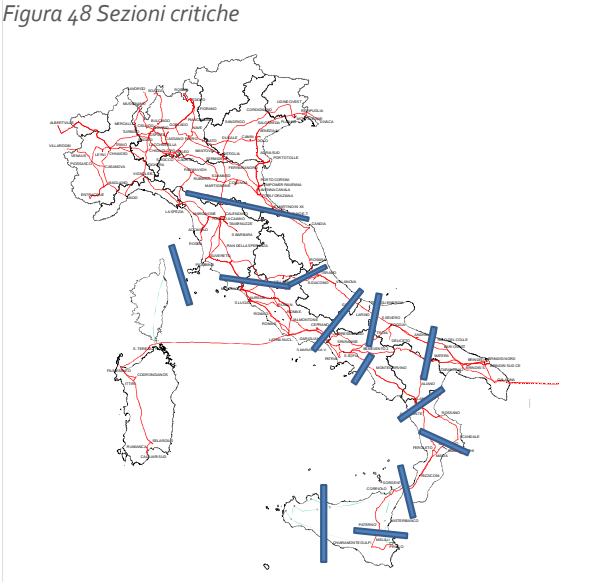
Le misure messe in atto da Terna riguardano, inoltre, il ricorso, talvolta, ad assetti di esercizio non standard, tra cui l'esercizio in assetto radiale delle direttrici eoliche (nelle sole condizioni di elevata produzione locale) che consente di aumentare la potenza trasportabile ripartendola in modo opportuno sulle linee esistenti, ma che di contro comporta un aumento del rischio di ENS (energy not supplied).

2.7. Sezioni critiche su rete primaria

Nella rete 400-220 kV nazionale di trasmissione sono state identificate, ai fini della sicurezza di esercizio, le principali sezioni critiche sulla base dei limiti fisici di scambio dell'energia. Tali limiti sono determinati ricorrendo a un modello di valutazione della sicurezza del sistema sulla base del criterio di sicurezza N-1, considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali dell'anno.

Si rappresentano pertanto nella Figura 48 le principali sezioni critiche relative alla rete primaria 400-220 kV nazionale.

Figura 48 Sezioni critiche



2.8. 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

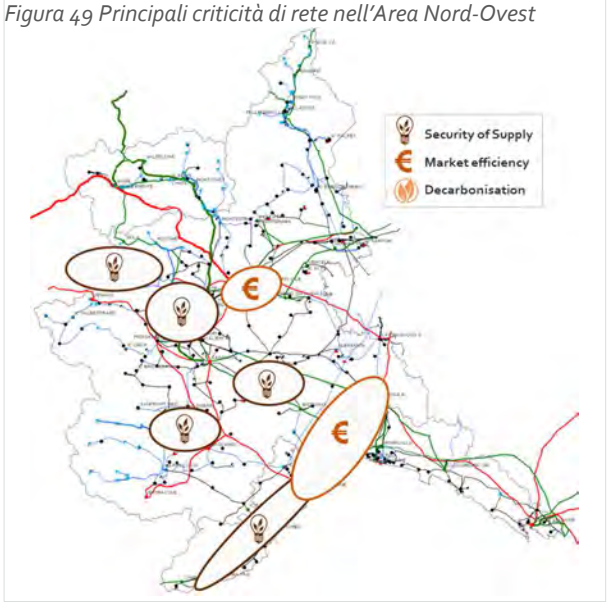
La Regione Piemonte ha visto negli ultimi anni una progressiva riduzione del deficit fabbisogno/produzione, sia per effetto della contrazione dei consumi sia per la diffusione della generazione distribuita (con particolare riferimento alle province di Cuneo e Alessandria).

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.

Rispetto agli anni precedenti, nei quali emergevano criticità di esercizio nelle ore di elevato carico (stagione invernale/giorni feriali), la rete 132 kV dell'area Nord-Ovest attualmente presenta difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica non accumulabile. In particolare, a fine primavera/inizio estate, in condizioni di elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente, la sollecitazione a cui è sottoposta la rete 132 kV determina situazioni potenzialmente critiche.

In Figura 49 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Piemonte, Valle D'Aosta e Liguria.

Figura 49 Principali criticità di rete nell'Area Nord-Ovest



2.8.2. Area Nord

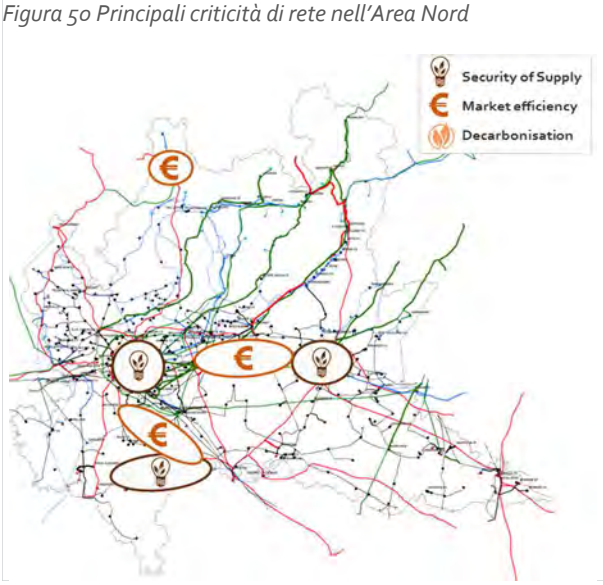
Le analisi sulla rete primaria di trasmissione della Regione Lombardia mostrano alcune criticità che potrebbero ridurre i margini di sicurezza della rete interessata da fenomeni di trasporto in direzione Ovest/Est, con flussi di potenza provenienti dalla Regione Piemonte e dalla frontiera Svizzera verso la Lombardia e le aree del Triveneto, che mantengono un carattere deficitario.

Le criticità sulla rete urbana 220 kV di Milano registrano una significativa riduzione a fronte dell'entrata in servizio dei principali rinforzi di rete previsti.

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 Figura 50 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Lombardia.

Figura 50 Principali criticità di rete nell'Area Nord



2.8.3. Area Nord-Est

La rete ad altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese presenta attualmente notevoli criticità, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di magliatura.

La rete a 400 kV si compone di un ampio anello che si chiude a Ovest nella stazione di Dugale (VR) e a Est nella stazione di Planais (UD). 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.

La rete a 220 kV, in particolare quella del Trentino Alto Adige e del Bellunese, presenta invece vincoli e rischi in sicurezza N-1 in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità.

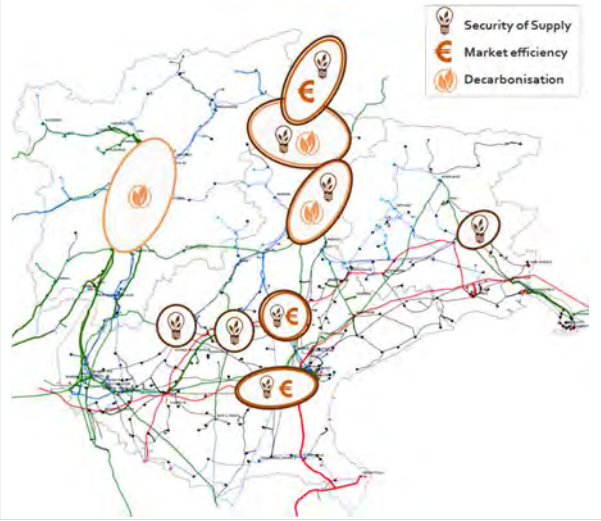
Relativamente alla rete a 132 kV, a dispetto di un trend di crescita dei consumi contenuto, si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova, anche a causa dei ritardi nell'autorizzazione degli interventi di sviluppo previsti sulla porzione di rete sottesa.

In particolare la mancanza di iniezioni dalla rete 400 kV su rete 220 kV e 132 kV rende necessario risolvere urgentemente le criticità sulle porzioni di rete a 220 kV tra Udine e Pordenone ed a 132 kV sottese alle stazioni di Scorzè, Vellai e Sandrigo.

La presenza di numerose centrali idroelettriche allacciate 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 è determinata dall'impossibilità di realizzare un assetto a isole che vincoli la produzione a confluire sulla rete a 220 kV del Trentino Alto Adige. In particolare per quanto riguarda l'Alto Bellunese, la rete 132 kV presenta rischi per la sicurezza di esercizio; per questa ragione sono stati programmati interventi di sviluppo della rete locale che permetteranno sia un incremento dell'affidabilità del servizio sia un miglior sfruttamento della produzione idrica.

In Figura 51 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.

Figura 51 Principali criticità di rete nell'Area Nord-Est



2.8.4. Area Centro-Nord

La rete AAT dell'Emilia Romagna e della Toscana è impegnata prevalentemente da transiti di potenza dal Nord verso il Centro Italia (imputabili alla produzione più efficiente delle centrali di recente costruzione nel Nord e/o all'energia importata dall'estero sulla frontiera Nord) e, in determinate condizioni, da maggiori transiti di potenza dal Centro 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). Conseguentemente alcune dorsali in particolare a 220 kV 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.

In particolare, 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.

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.

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, nelle aree metropolitane di Firenze e Bologna, nelle quali i recenti interventi di sviluppo e potenziamento della rete 132 kV hanno sostanzialmente limitato le criticità a situazioni di sicurezza N-1 a rete non integra.

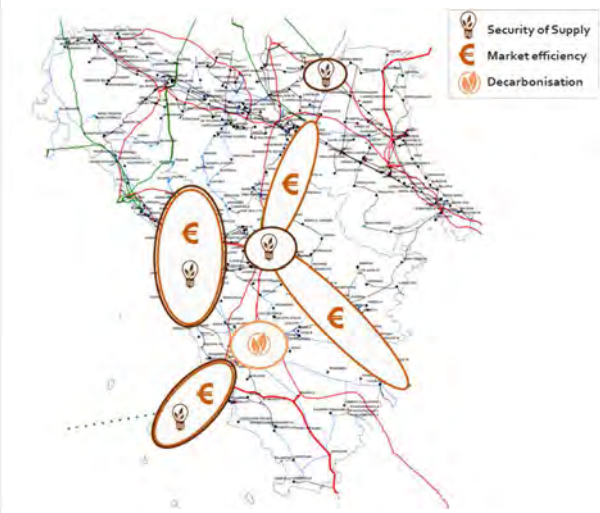
Problemi di piena affidabilità riguardano il carico dell'isola d'Elba in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento 132 kV, gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e l'unica centrale turbogas dell'isola non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico (prevalentemente nel periodo estivo).

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.

Inoltre, in seguito alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali, la rete AT nell'area di Livorno presenterà 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.

In Figura 52 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Toscana ed Emilia Romagna.

Figura 52 Principali criticità di rete nell'Area Centro-Nord



2.8.5. Area Centro

La rete AAT dell'area Centro 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 nuova 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. Conseguentemente alcune dorsali in particolare a 220 kV possono diventare elementi critici per il trasporto di energia elettrica in sicurezza e generare congestioni che possono vincolare gli scambi tra zone di mercato limitando lo sfruttamento della produzione da impianti più efficienti.

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 in assetto radiale, non consentendo di fatto la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni limitrofe.

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 tre stazioni di trasformazione (Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete al limite della piena affidabilità soprattutto durante la stagione estiva.

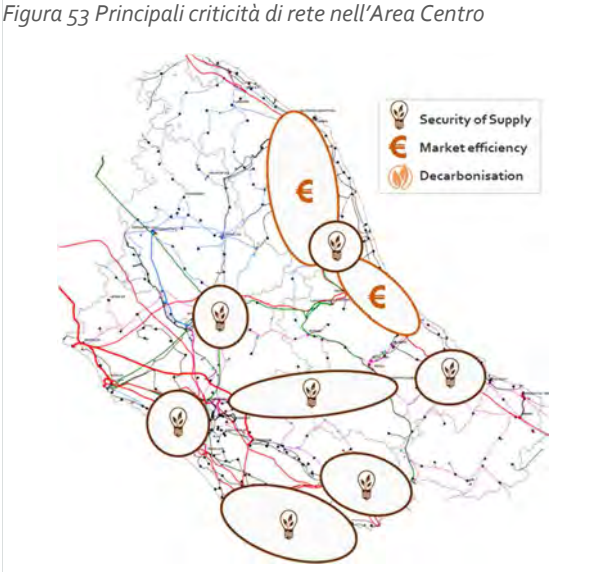
Un'altra porzione di rete 132 kV critica è quella che alimenta la provincia di Pescara ed in particolare i collegamenti verso la città, i quali presentano condizioni di sfruttamento al limite della portata.

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.

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 di sub trasmissione. Pertanto, per fronteggiare tali criticità, diventa indispensabile realizzare una maggiore magliatura della rete, che riconduca gli standard di esercizio ai livelli ottimali anche in prospettiva della futura evoluzione di carichi e produzioni.

In Figura 53 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Marche, Umbria, Abruzzo, Molise e Lazio.

Figura 53 Principali criticità di rete nell'Area Centro



2.8.6. Area Sud

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante quantità di 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. In tal senso, particolari criticità si registrano sui collegamenti 400 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee 400 kV che dalla Calabria si diramano verso nord. Le criticità relative all'elettrodotto 400 kV "Benevento - Troia – Foggia" risultano ormai superate dall'entrata in servizio in assetto provvisorio del nuovo collegamento potenziato.

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 e possono condizionare lo scambio zonale. 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 400/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche. I valori misurati sui nodi principali della rete riportano i 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.

Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV nonchè della limitata portata di alcuni collegamenti. In tal senso 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. 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".

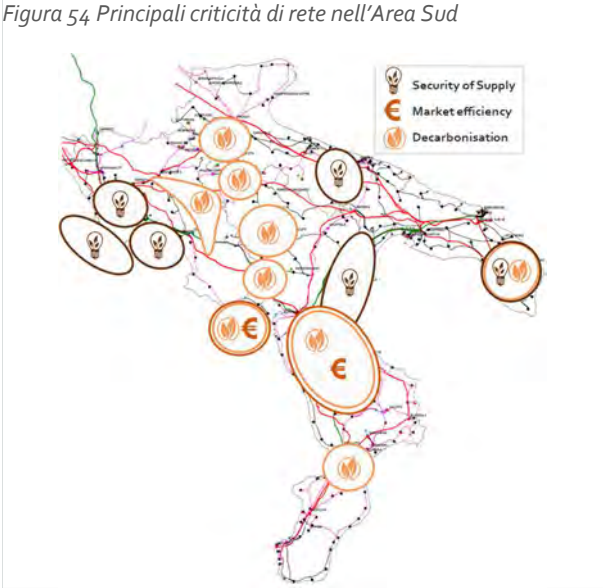
In Basilicata, le direttrici 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione 400/150 kV di Matera sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto.

In Puglia le criticità di esercizio interessano un'estesa porzione della rete elettrica di subtrasmissione. In tal senso, si riscontrano criticità sulle linee 150 kV afferenti le SE 400/150 kV di Troia, Deliceto e Andria, queste ultime soggette ad eventi di sovraccarico in relazione anche alla alta concentrazione di impianti di produzione rinnovabile; a tal proposito, si prevede il potenziamento delle trasformazioni 400/150 kV in particolare a Deliceto e Galatina. Nella rete di subtrasmissione compresa tra Bari e Brindisi, le criticità sono rappresentate dalla scarsa capacità di trasporto delle linee 150 kV, che trasportano le potenze generate 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.

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.

In Figura 54 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Puglia, Campania, Calabria e Basilicata.

Figura 54 Principali criticità di rete nell'Area Sud



2.8.7. Area Sicilia

La Sicilia dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente dall'unica dorsale a 400 kV "Sorgente - Paternò - Chiaramonte Gulfi - Priolo - Isab E.", oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale.

Tali circostanze possono provocare vincoli all'esercizio della capacità produttiva disponibile, a svantaggio delle unità di produzione più efficienti presenti anche nell'area Sud, rappresentando inoltre un evidente ostacolo allo sviluppo di nuova generazione in particolare da fonte eolica, in forte crescita negli ultimi anni nell'Isola. A riguardo, l'entrata in esercizio dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente – Rizziconi" nel primo semestre del 2016, ha consentito un rilassamento dei vincoli alla capacità di scambio tra Sicilia e Area Sud.

Per la sicurezza dell'area della Sicilia nord-occidentale (Palermo e Trapani), a causa della scarsa disponibilità di impianti efficienti asserviti alla funzione di regolazione, è necessario ricorrere al sistematico utilizzo delle attuali risorse, al fine di ridurre i rischi per la sicurezza locale e garantire adeguati livelli di tensione. A tal proposito si sono verificati durante le ore di basso carico notturne elevati livelli di tensione localizzati nell'area occidentale della Sicilia, che hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e quindi la necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione. Analoghe difficoltà si riscontrano per l'esercizio in sicurezza N-1 dell'area orientale dell'Isola, in particolare nelle aree delle provincie di Messina, Catania e Siracusa.

Si confermano i vincoli di esercizio della generazione installata nell'area di Priolo, funzionale alla sicurezza del servizio nell'area di Melilli, Augusta e Misterbianco, nel caso di fuori servizio della linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Misterbianco". Tale evento, in assenza di vincoli di produzione, determinerebbe il sovraccarico delle linee a 150 kV che insistono nella stessa isola di carico. Inoltre, alcuni importanti gruppi dell'area di Priolo risultano collegati alla rete con una sola linea 400 kV, la cui indisponibilità comporta la perdita delle suddette unità, strategiche per il sistema siciliano.

Eventi di fuori servizio sulla rete primaria dell'Isola, in particolare a 220 kV, determinano possibili sovraccarichi sulle arterie a 150 kV, con conseguente

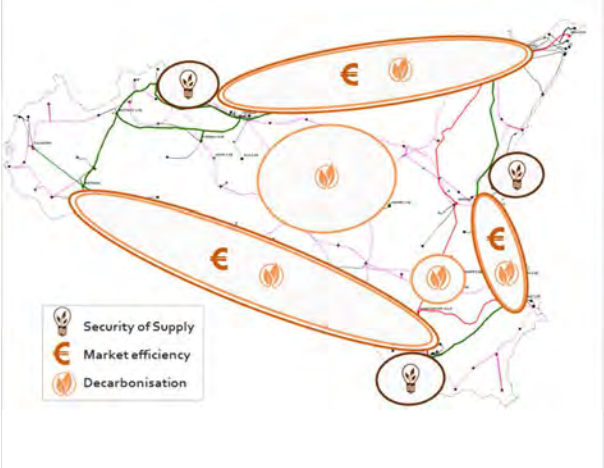
rischio di disalimentazione, in particolare nelle aree metropolitane di Palermo e Catania.

Inoltre, l'entrata in servizio di numerosi impianti di produzione da fonte rinnovabile, connessi prevalentemente alla rete di sub-trasmissione, rischia di portare a saturazione alcune porzioni di rete AT, con conseguenti rischi di congestioni.

Infine si evidenzia che alcune porzioni di rete asservite all'alimentazione delle aree di carico di Messina, Ragusa e Agrigento presentano carenze infrastrutturali che, in particolari situazioni, non garantiscono adeguati livelli di qualità del servizio.

In Figura 55 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nella Regione Sicilia.

Figura 55 Principali criticità di rete nell'Area Sicilia



2.8.8. Area Sardegna

Il sistema elettrico della Sardegna è caratterizzato da un parco termoelettrico molto limitato, soprattutto in termini di flessibilità e affidabilità, una considerevole presenza di fonte rinnovabile non programmabile e un consumo che negli ultimi anni ha subito una consistente riduzione (soprattutto a valle della chiusura di alcune importanti realtà industriali). Ciò può determinare, in particolari condizioni, limiti alla flessibilità di esercizio dovuti alla necessità di garantire in ogni situazione il contenimento dei profili di tensione, il rispetto dei vincoli di riserva ed il mantenimento della potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento dei collegamenti in corrente continua con il Continente.

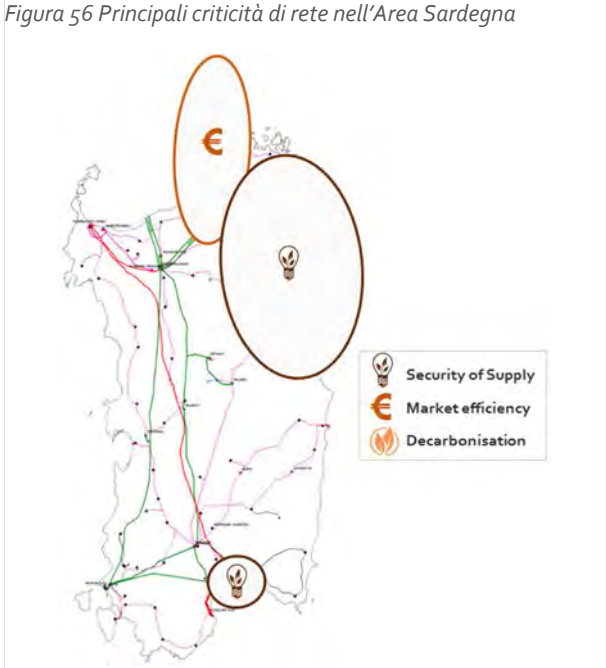
Tali problematiche sono state in parte risolte con l'entrata in esercizio dei compensatori sincroni presso la SE di Codrongianos, tuttavia possono ancora risultare dei vincoli all'esercizio specie in presenza di elementi di rete fuori servizio per guasto o manutenzione.

La rete 150 kV, invece, evidenzia principalmente una criticità nell'area Nord-Orientale (Gallura), dove la scarsa magliatura di rete AT determina problemi di trasporto e di contenimento dei valori di tensione specialmente durante la stagione estiva, quando i consumi elettrici dell'area subiscono un forte incremento per effetto dell'avvio delle attività turistiche;

Gli stessi limiti nella capacità di trasporto della rete condizionano l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR.CO).

In Figura 56 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica della Sardegna.

Figura 56 Principali criticità di rete nell'Area Sardegna



2.9. EVIDENZE DEL MERCATO ELETTRICO

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.

In particolare, le principali evidenze negli ultimi tre anni sono desumibili dall'analisi:

- dei Mercati Esteri, con l'indicazione dei differenziali di prezzo e delle rendite "nominali" di congestione;
- dei Mercati dell'Energia (MGP) con l'indicazione della rendita e delle ore di congestione;
- dei Mercati per l'approvvigionamento dei Servizi di Dispacciamento (MSD), con l'indicazione degli oneri e dei volumi.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento delle congestioni tra zone di mercato e delle congestioni intrazonali, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia e degli oneri di sistema per il cliente finale

2.9.1. Mercati esteri

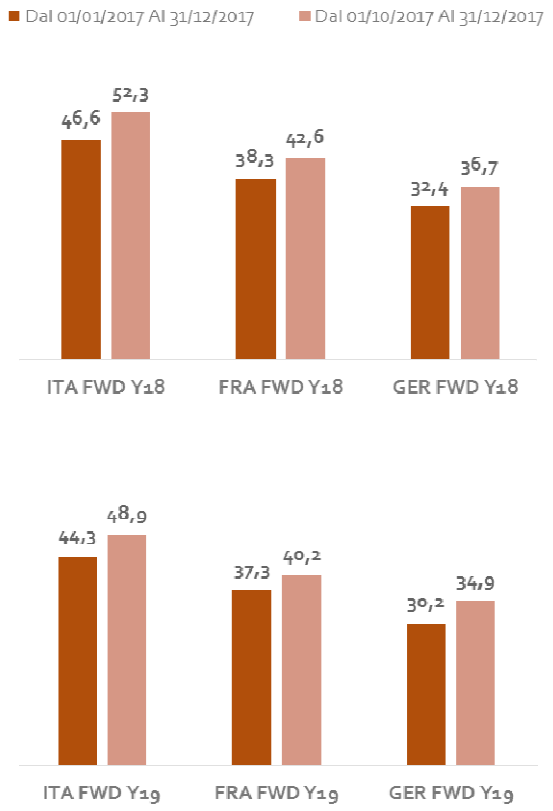
I prezzi del mercato italiano si confermano mediamente superiori a quelli dell'Europa continentale (Figura 58), nonostante in determinati periodi e con specifiche condizioni si registri una riduzione/annullamento dei differenziali di prezzo.

In particolare emergono i seguenti differenziali medi tra il mercato italiano (IPEX) ed i principali mercati esteri:

- nel 2015 l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale medio pari a circa 15 €/MWh;
- nel 2016 l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale medio pari a circa 8 €/MWh;
- nei primi 9 mesi del 2017 l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale medio pari a circa 12 €/MWh.

Negli ultimi mesi del 2016 e nei primi mesi del 2017 si è verificato sul mercato italiano una riduzione del differenziale di prezzo dovuto ad una singolare situazione energetica nella Francia. A partire dal 2016 a fronte dell'indisponibilità del parco nucleare, il sistema elettrico francese si è dimostrato strutturalmente esposto al rischio di inadeguatezza, tale situazione si ripeterà anche nei prossimi anni , come reso pubblico dalla stessa RTE lo scorso 7 Novembre, almeno sino al 2020 anno in cui è previsto un miglioramento di tali condizioni conseguentemente ad una diminuzione attesa nei consumi, all'incremento della capacità di importazione e all'aumento della capacità di generazione interna (principalmente eolica e da gas naturale).

Figura 57 Analisi dei prezzi forward per il 2018 e il 2019



Difatti, le indisponibilità del parco nucleare francese negli ultimi mesi del 2016 e un inverno molto rigido hanno avuto impatti importanti su tutti i mercati, *in primis* un effetto sui prezzi medi dei mercati francesi che negli ultimi tre mesi del 2016 sono risultati circa 12-27€/MWh maggiori di quelli italiani e tedeschi.

I prezzi medi mensili dell'energia dei mercati tedeschi (Phelix) sono stati sempre 8-34 €/MWh inferiori rispetto a quelli italiani.

Nonostante gli eventi negli ultimi mesi del 2016 e nei primi mesi del 2017, l'analisi dei prezzi forward per gli anni 2018 e 2019 evidenzia un differenziale di prezzo di 7÷14 €/MWh (Figura 57).

Figura 58 Andamento mensile delle Borse Europee negli ultimi tre anni (2015, 2016 e 2017)

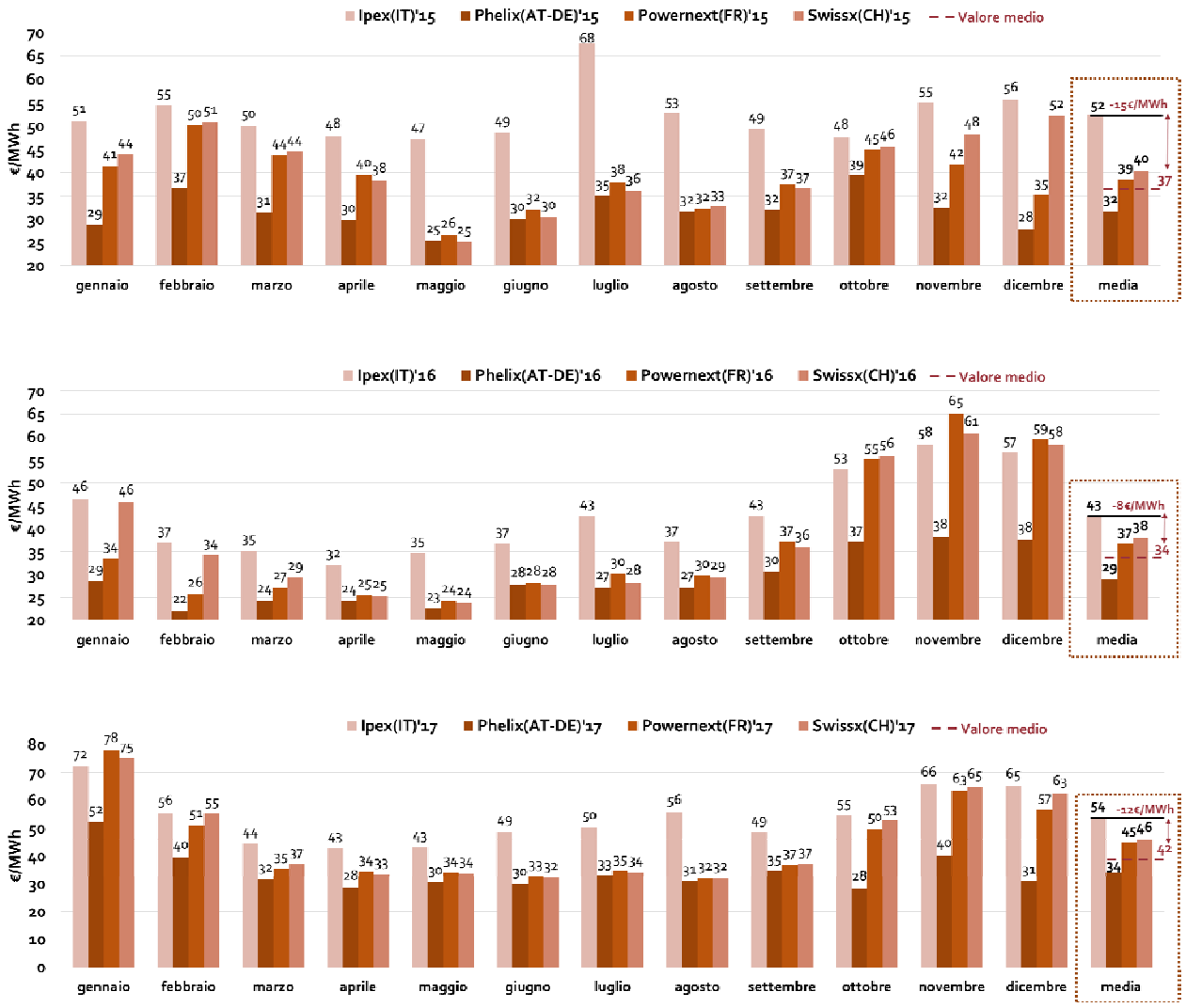
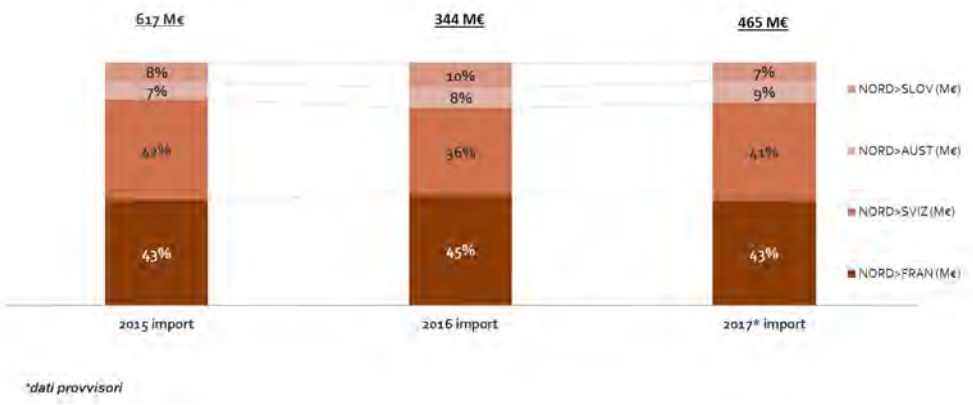
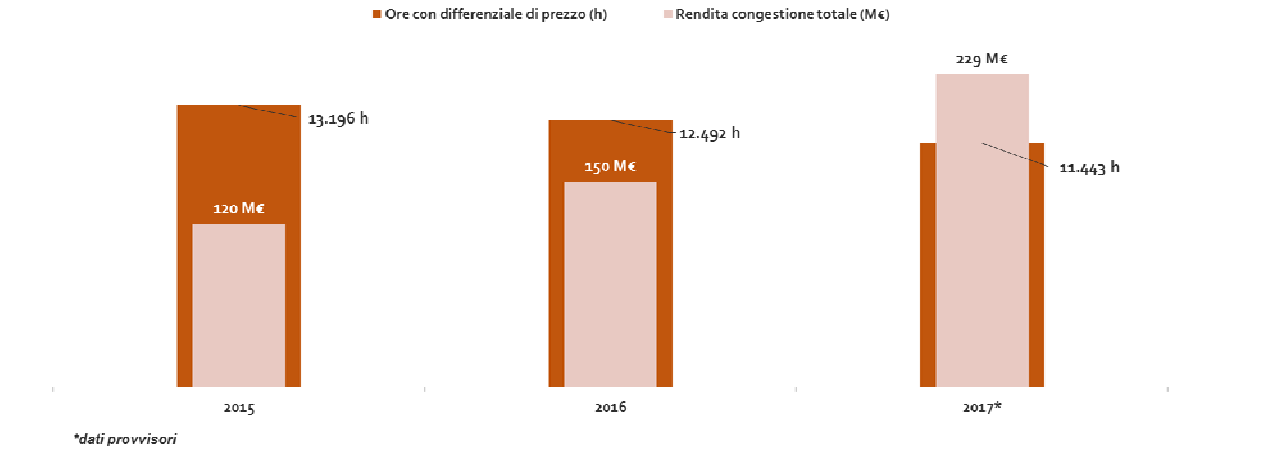


Figura 59 Rendita da congestione "nominale" (2015, 2016 e 2017)



La Figura 59, andamento della rendita nominale[19] da congestione con l'estero, ne evidenzia una riduzione, nonostante si confermi a valori significativamente elevati nel 2017, ed in aumento rispetto al 2016 (+35%).

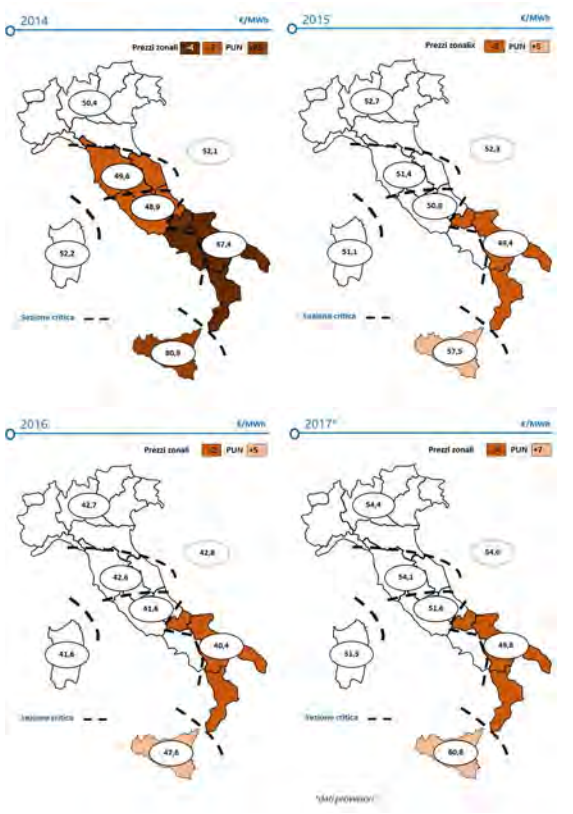
Figura 61 Rendita da congestione vs. totale ore con differenziale di prezzo (anni 2015, 2016 e 2017)



2.9.2. Mercati dell'energia (MGP)

Nella Figura 60 sono indicati i prezzi medi annui a livello zonale in esito all'MGP e sono evidenziate le sezioni tra le differenti zone di mercato. Quanto più frequente è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (Prezzo Unico Nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive.

Figura 60 Esiti del Mercato del Giorno Prima (anni 2014, 2015, 2016 e 2017)



Si inverte la tendenza del 2016, con un incremento dei prezzi, incluso il PUN, di circa 10 €/MWh; il prezzo della zona Sud si conferma a valori inferiori rispetto al Continente (-4 €/MWh) e il prezzo della Sicilia si conferma a valori superiori rispetto al Continente (+7 €/MWh).

La Figura 61 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 3 anni, confrontata con le totali ore di congestione registrate sulle zone di mercato.

[19] La rendita "nominale" da congestione non tiene conto dell'effettiva rendita in esito alle assegnazioni.

Nel 2017, nonostante la riduzione delle ore con differenziale di prezzo (-8%), si è registrato un significativo incremento della rendita da congestione totale, dovuto a maggiori prezzi registrati nei mercati, che si attesta a circa 229 Mln€ (+52% rispetto al 2016).

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 63).

Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema, non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e con potenziali impatti anche sulla copertura in sicurezza del fabbisogno. Nel 2017 si evidenzia una riduzione delle ore di congestione sulla sezione Rossano-Sicilia e Nord-Centro Nord, mentre si registra un incremento delle ore di congestione sulla sezione Centro Sud – Centro Nord (+75%) e Centro Sud – Sardegna/Corsica (+35%).

La Figura 62 evidenzia che quasi il 50% della rendita da congestione è localizzato sulla sezione critica Sicilia – Continente la quale registra un incremento significativo nell'ultimo anno, mentre si riduce al 9% l'incidenza sulla sezione Nord – Centro Nord.

Nella Figura 64 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2017 divisi per tipologia di ore: lavorative ore di picco (08.00 – 20.00), lavorative ore fuori picco (20.00 – 08.00) e festive così come indicato sul sito del GME. I prezzi, mediamente maggiori rispetto all'anno precedente, hanno registrato picchi di oltre 90 €/MWh nelle ore lavorative di picco.

Figura 62 % di incidenza tra zone di mercato della rendita da congestione (anni 2015, 2016 e 2017)

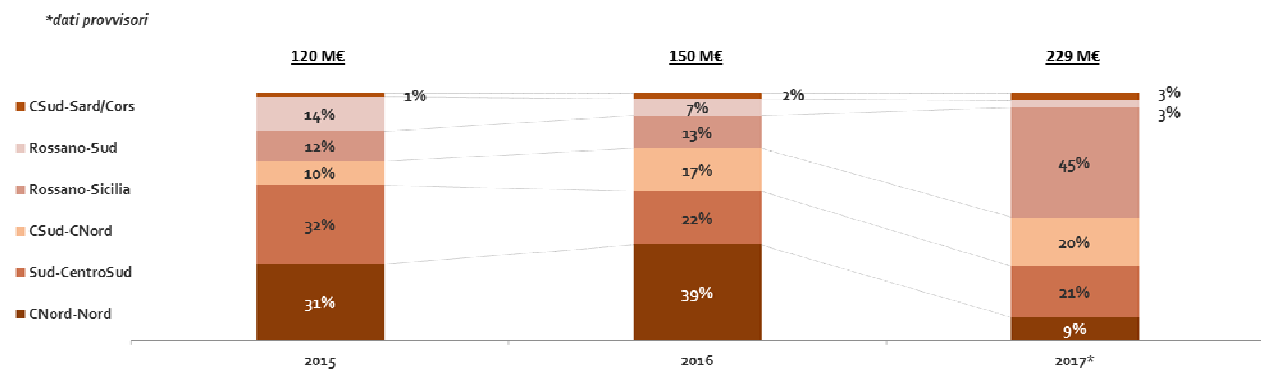


Figura 63 Ore di congestione tra zone di mercato (anni 2015, 2016 e 2017)

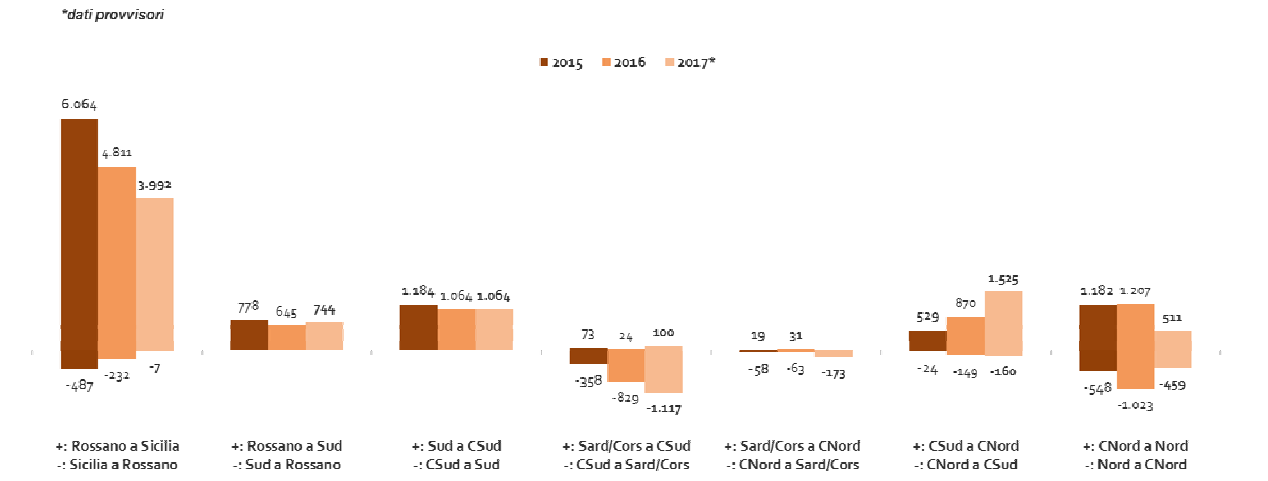
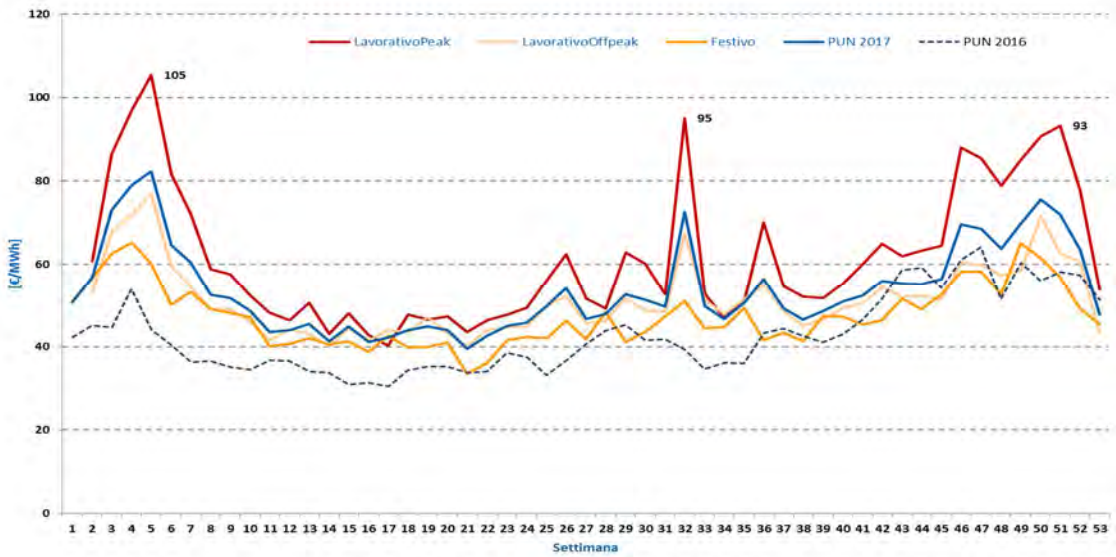


Figura 64 Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2017 – dicembre 2017)



2.9.3. Mercati per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Nell'ambito della programmazione delle risorse necessarie per l'attività di dispacciamento, si approvvigionano, oltre alla quantità di riserva operativa necessaria per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale (aggiuntiva rispetto a quella disponibile in esito al MGP), le risorse di produzione per la risoluzione di congestioni intrazonali e per garantire adeguati profili di tensione.

Le caratteristiche della rete di trasmissione, unitamente alla distribuzione e all'entità dei prelievi di energia elettrica sulla medesima, richiedono in alcuni casi il funzionamento di alcune unità di produzione la cui localizzazione geografica risulta efficace alla soluzione dei vincoli imposti per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica.

Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito ai Mercati dell'energia (MGP), se ne effettua la selezione sui Mercati per il Servizio di Dispacciamento (MSD), programmando un avviamento o una riduzione/spegnimento della centrale (Figura 65).

Queste selezioni avvengono nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo e

Figura 65 Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato (anni 2015, 2016 e 2017)

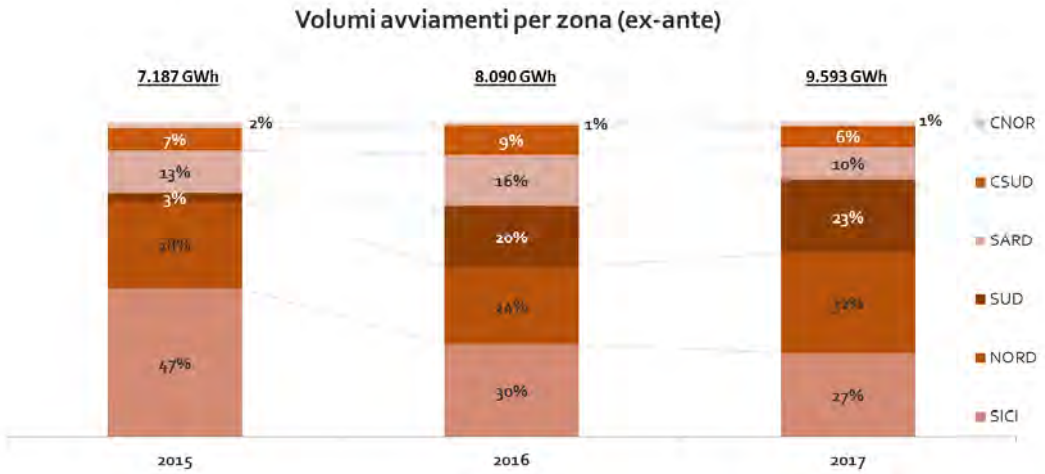
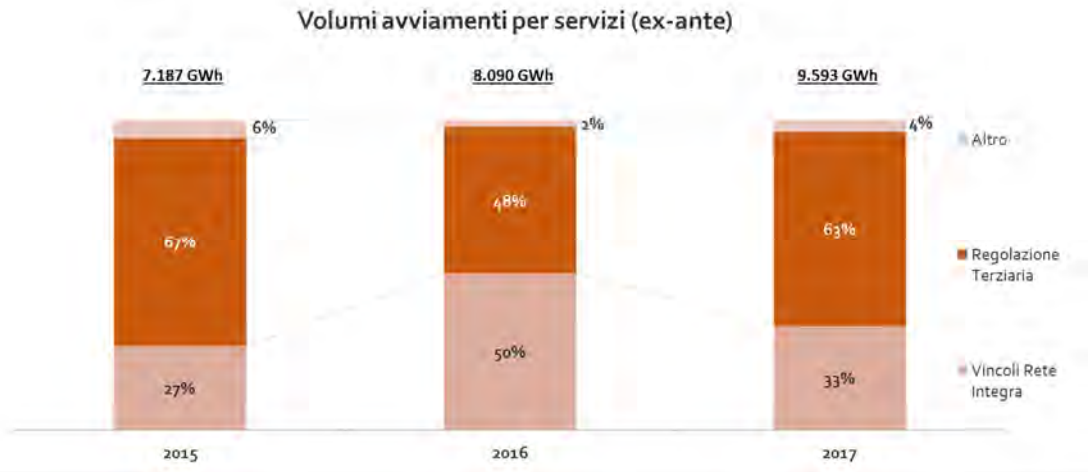


Figura 66 Distribuzione avviamenti a programma per servizi (anni 2015, 2016 e 2017)



tenendo conto dei vincoli legati ai tempi di avviamento in funzione delle esigenze previste in tempo reale.

L'avviamento a programma di unità equivale a un aumento dell'immissione di energia elettrica in rete, cui corrisponde la riduzione dell'immissione da parte di altre unità ai fini del bilancio energetico.

Le motivazioni tecniche a cui sono riconducibili gli avviamenti effettuati nella fase di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento sono:

- l'approvvigionamento dei margini di riserva a salire aggiuntivi rispetto a quanto già offerto sul MGP;
- la presenza di indisponibilità di elementi di rete appartenenti alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- la risoluzione di congestioni a programma;
- il mantenimento di adeguati profili di tensione sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta di potenza, anche reattiva, è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi). Inoltre sono registrabili situazioni locali con assenza di risorse per la regolazione di tensione.

Lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sui MSD, incrementando la magliatura del sistema anche nelle zone attualmente soggette a vincoli e rendendo fruibili le risorse di produzione a porzioni più estese della rete.

Nella Figura 65, si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti per le suddette motivazioni tecniche. Si può osservare:

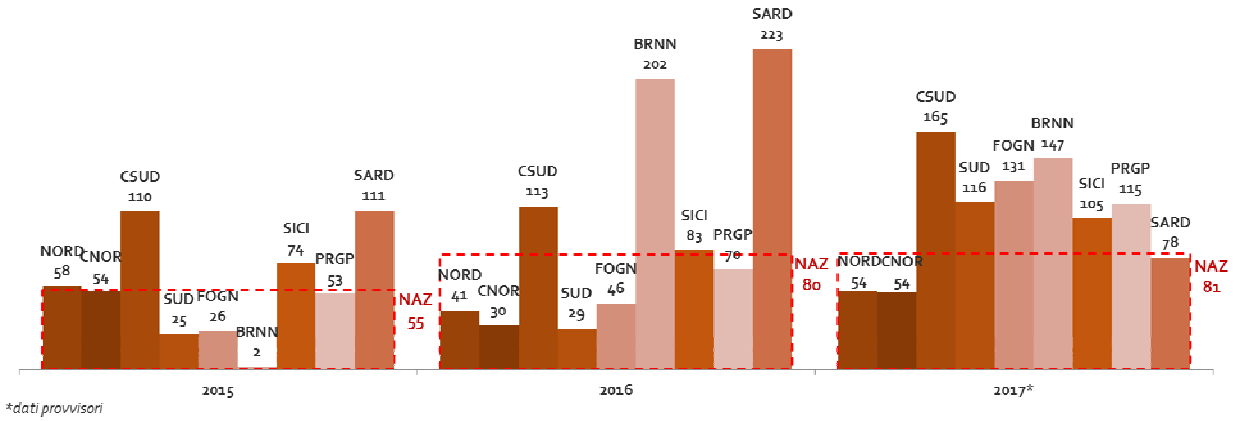
- un lieve incremento degli avviamenti a programma;
- gli avviamenti nelle zone Sicilia, Nord e Sud superano l'80% degli avviamenti a programma.

Figura 67 Movimentazioni unità produttive nel MSD ex-ante

Oneri MSD ex-ante per zona di mercato (anni 2015, 2016 e 2017)

Volumi MSD ex-ante (acquisti + vendite) per zona di mercato (anni 2015, 2016 e 2017)

Onere medio movimentazione zonale €/MWh (anni 2015, 2016 e 2017)



In Figura 67 sono indicati gli esiti associati alle movimentazioni a programma di unità produttive nel MSD ex-ante.

In particolare l'onere associato alle movimentazioni a programma è stato valutato considerando la differenza tra il prodotto della quantità a salire per il

prezzo medio a salire, che Terna riconosce alle unità movimentate, ed il prodotto tra la quantità a scendere per il prezzo medio a scendere, che Terna riceve dalle unità selezionate a scendere per bilanciare le azioni di movimentazione e riportare in equilibrio il sistema.

L'andamento del 2017 è sostanzialmente in linea con il 2016:

- +2% gli oneri associati all'MSD ex-ante, il totale 2017 è circa 1.409 Mln€;
- +1% i volumi associati all'MSD ex-ante (acquisti+vendite), il totale 2017 è circa 17.499 GWh.

Dall'analisi delle stesse figure si può notare che circa il 61% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla zona Nord (32%) e Sud (29%).

L'analisi dell'onere medio di movimentazione zonale evidenzia nel 2017 che:

- le zone Nord, Centro Nord e Sardegna si attestano sotto la media nazionale;
- le altre zone si collocano sopra la media nazionale, con un significativo incremento della zona Centro Sud (+46% rispetto al 2016).

2.10. Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti rilevanti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico.

L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria perché nell'attuale configurazione della rete non vi sono alternative all'utilizzo dei gruppi di generazione in questione. Gli impianti individuati come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo

Figura 68 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto	Motivazione
Assemini	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.
Brindisi Sud	L'impianto di Brindisi Sud risulta essenziale per la regolazione della tensione sulla porzione di rete 400 kV dell'area sud orientale del Paese.
Centrale elettrica di Capri	La centrale risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza della rete dell'Isola di Capri. Tale criticità potrà essere superata a valle della realizzazione dell'interconnessione a 150 kV delle isole campane (516 – P) e dell'intervento Riassetto rete AT penisola Sorrentina (504-P).
Fiumesanto	L'impianto di Fiumesanto risulta essenziale per garantire la presenza di un'adeguata potenza di corto circuito al nodo di Fiumesanto per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo in caso di indisponibilità - anche accidentali - di altri impianti di produzione ed/o elementi di rete (vincoli a rete non integra). Il vincolo potrà essere superato mediante installazione di adeguata apparecchiatura di compensazione.
Monte Martini	Il gruppo turbogas della centrale, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza della città di Roma.
Ottana Biopower	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.
Porcari	La centrale risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza ed un adeguato profilo di tensione sulla rete AT dell'area. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione della nuova SE di trasformazione 400/132 kV prevista nell'ambito dell'intervento di sviluppo "Riassetto rete 400 e 132 kV area di Lucca" (vedi intervento cod. 306-P).
Porto Empedocle	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione in sicurezza nell'area occidentale della Sicilia in particolare nel caso di indisponibilità di elementi di rete o unità di produzione.
Portoferraio	La centrale risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza della rete AT dell'Isola d'Elba. Tale criticità potrà essere superata a valle della realizzazione del nuovo elettrodotto 132 kV tra l'Isola d'Elba e il Continente e le relative opere connesse (vedi intervento cod. 309-P).
San Filippo del Mela	La centrale risulta essenziale per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione in ragione di indisponibilità di elementi di rete o unità di produzione.
Rosen 132 kV	In relazione all'evoluzione del sistema elettrico ed alla mutata disponibilità di generazione nell'area compresa tra le Province di Massa, Livorno, Lucca e Firenze, la centrale risulta essenziale per garantire adeguati margini di gestione in sicurezza della rete AT. Tali criticità saranno attenuate con la realizzazione degli interventi pianificati di Riassetto rete area Livorno (308-P) e superate con la realizzazione dell'intervento Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca (306-P).

del sistema può rimuovere le cause che ne hanno determinato l'essenzialità.

In ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 63 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ex AEEGSI) n. 111/06 come successivamente modificata ed integrata, si riporta l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema valido per l'anno 2018 (Figura 68). Tale elenco non è esaustivo degli impianti identificati come essenziali da Terna ai sensi dell'art. 63.2 in quanto si applica quanto previsto dall'art.65bis.1. Infine, come previsto da delibera dell'AEEG ARG/elt 89/09, nell'allegato A27 del Codice di rete è indicato anche l'elenco degli impianti essenziali per le reti elettriche non interconnesse. Tale classificazione è valida fino al 31/12/2018 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In Figura 69 si riporta l'elenco delle suddette unità

Figura 69 Impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola del Giglio	Centrale Campese	Societa' Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Alicudi	Alicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia - Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di Favignana	Impianto di Favignana	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.
Isola di Filicudi	Filicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Lampedusa	Centrale elettrica - Lampedusa	S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.
Isola di Levanzo	Levanzo	Impresa Campo Elettricita' I.C.EL. S.r.l.
Isola di Linosa	Centrale elettrica - Linosa	S.EL.I.S. Linosa S.p.A.
Isola di Lipari	Centrale SEL	Società Elettrica Liparese S.r.l.
Isola di Marettimo	Centrale elettrica - Marettimo	S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.
Isola di Panarea	Panarea	Enel Produzione Spa
Isola di Pantelleria	Centrale elettrica - Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Cala dell'Acqua	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale di Monte Pagliaro	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Salina	S.Marina Salina	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	Malfa	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Stromboli	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Ginostra Termoelettrico	Enel Produzione Spa
Isola di Ustica	Centrale Ustica	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c
Isola di Ventotene	Ventotene	Enel Produzione Spa
Isola di Vulcano	Vulcano termo	Enel Produzione Spa
Isole Tremiti	Centrale "Germano Giacomo"	Germano Industrie Elettriche S.r.l.

3.SCENARI

- Gli scenari europei, alla base del Piano di Sviluppo, sono il risultato di un lavoro congiunto svolto tra le due organizzazioni europee ENTSO-E e ENTSO-G. Essi rappresentano pertanto la prima applicazione, come previsto dai Regolamenti europei, di un'attività di pianificazione congiunta e sinergica tra i due settori elettrico e gas;
- In aggiunta, gli scenari SEN, per accompagnare la transizione verso un nuovo modello "no-carbon" richiedono ulteriori interventi di sviluppo al fine di incrementare le risorse di flessibilità disponibili per l'esercizio del sistema elettrico e lo sviluppo di sistemi di accumulo per circa 5 GW.

3.1. Scenari ENTSO

3.1.1. Introduzione

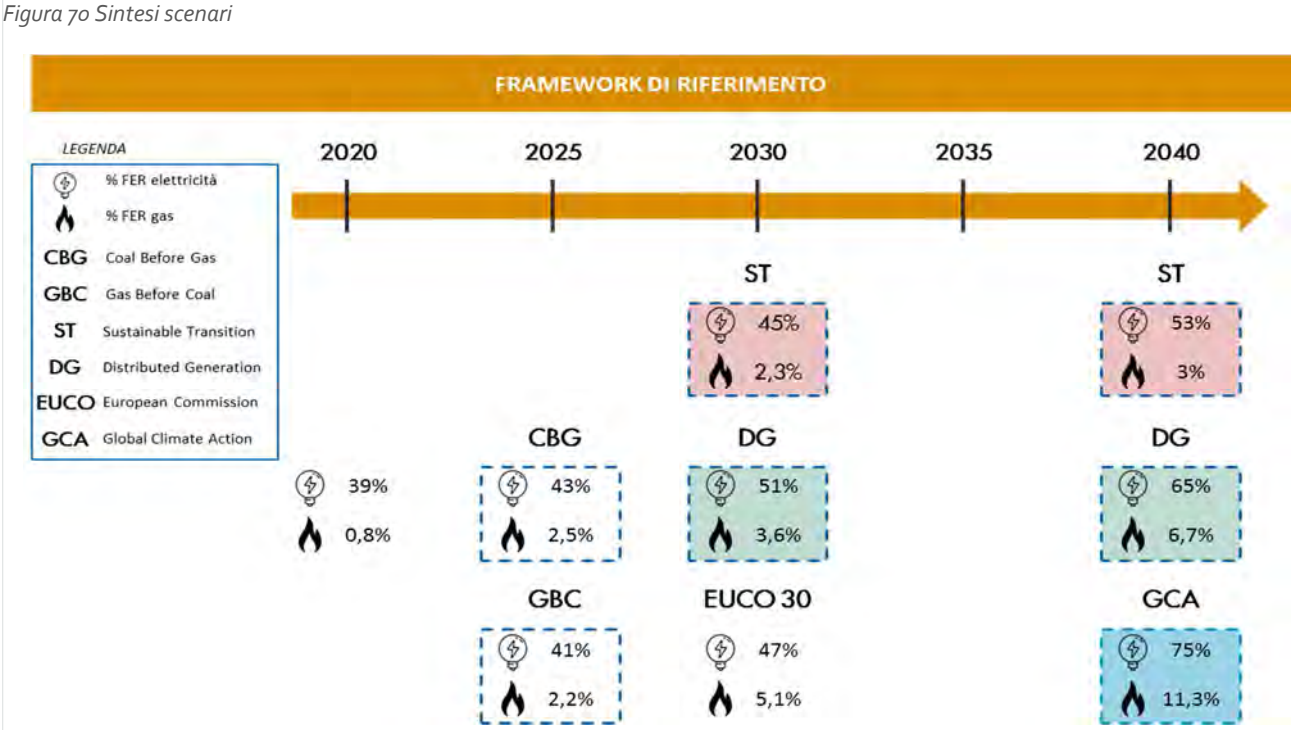
Le reti rivestono un ruolo fondamentale per la security of supply di elettricità e gas. Il ruolo di queste, negli anni, sarà sempre più importante come abilitatore per il raggiungimento degli ambiziosi target europei di decarbonizzazione anche grazie al supporto delle nuove tecnologie.

La definizione di scenari europei prospettici è dunque fondamentale per predisporre un'analisi di dettaglio dei potenziali investimenti infrastrutturali necessari nei prossimi anni.

ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity ed ENTSO-G - European Network of Transmission System Operators for Gas, hanno avviato nel corso dell'ultimo anno un'attività di pianificazione coordinata, al fine di massimizzare la coerenza tra le previsioni; tale attività è stata oggetto nella primavera-estate di quest'anno di apposite sessioni di consultazione.

Per la prima volta si è avviata una collaborazione con l'intento di sviluppare un set coerente e condiviso di scenari energetici, combinando e modellizzando gli

Figura 70 Sintesi scenari



input ricevuti da TSO, stakeholder, ONG e Autorità di Regolazione Nazionali. Gli ENTSO presentano tre differenti scenari futuri nel contesto di decarbonizzazione indicato dall'UE, evidenziando il ruolo centrale del consumatore nell'abilitare il processo di transizione verso una maggiore sostenibilità ambientale (es: maggiore ricorso a FER, diminuzione emissioni CO_2 in atmosfera, ...).

La descrizione di scenari realistici risulta chiave sia per testare in modo efficace la tenuta della rete, che per individuare un appropriato fabbisogno di investimenti strutturali e relativa priorità (Figura 70).

Scenari troppo estremi, che difficilmente si potrebbero concretizzare nel tempo, fornirebbero un segnale in merito al fabbisogno di investimenti non efficiente per il sistema.

Gli scenari presentati sono il frutto di una stretta e proficua collaborazione tra gli enti coinvolti: l'organizzazione ravvicinata e costante di incontri di avanzamento, di consultazione e workshop ha permesso di creare un forte *commitment*, stimolando sinergie tra gli attori coinvolti e abilitando un processo strutturato di descrizione e *assessment* degli scenari.

Pertanto, dopo un percorso condiviso di raccolta dati, validazione, ottimizzazione e analisi del mercato, è stato possibile definire i seguenti scenari per l'orizzonte temporale 2030-2040:

5. Sustainable Transition (ST)
6. Distributed Generation (DG)
7. Global Climate Action (GCA)

Nel 2030 lo scenario GCA è stato sostituito da una storyline complementare – EUCO 30 – modellizzata e predisposta da un consorzio guidato da E3Mlab e ospitato alla National Technical University of Athens (NTUA), con la collaborazione dell'International Institute for Applied System Analysis (IIASA). In particolare, lo scenario illustra il raggiungimento dei target climatici ed energetici imposti per il 2030 dall'European Council nel 2014 e prevede un efficientamento energetico pari al 30%.

3.1.2. Sustainable transition

Lo scenario Sustainable Transition è il risultato di una stretta collaborazione con i TSO e rappresenta l'unica storyline "Bottom-Up" tra quelle presentate dall'ENTSO.

Nello scenario ST il cambiamento climatico viene affrontato con il contributo sinergico fornito da policy makers, ETS e incentivi statali. In questo contesto, dunque, si riscontra un'ambizione collettiva nel supporto e nella partecipazione agli obiettivi europei, nel limite della sostenibilità economica delle iniziative da attuare (crescita economica moderata).

La storyline ST presenta uno scenario in cui la domanda di energia elettrica e gas è relativamente stabile o in lieve crescita: l'uso di combustibili a gas è in aumento nel settore dei trasporti e nei settori di

Sustainable Transition

- Approccio bottom-up in collaborazione con i TSO nazionali
- ETS, politiche e incentivi nazionali incoraggiano azioni collettive nel rispetto dei target energetici europei
- Domanda di energia elettrica e gas stabile o in lieve aumento
- Crescita moderata nell'utilizzo di veicoli elettrici e di pompe di calore
- Diminuzione impianti a carbone bilanciata da aumento di FER e impianti a gas

produzione dell'energia, ma in calo negli impianti di riscaldamento degli edifici. Anche la domanda di gas è in crescita nel settore dei trasporti, ma in diminuzione in ambito domestico, grazie alle misure di efficienza energetica. Inoltre, la richiesta di gas resta sempre elevata nei momenti di picco.

In un contesto di efficientamento energetico moderato, vi è un lieve calo nell'uso di impianti di riscaldamento a gas, nonostante quest'ultimo rimanga la fonte più utilizzata. Le pompe di calore ibride vengono considerate un'opzione concreta ed

economicamente sostenibile per i nuovi edifici in costruzione.

Nel settore dei trasporti, invece, i bassi costi del gas e lo sviluppo di biometano conducono ad un aumento dei veicoli a gas, abilitando così la riduzione delle autovetture a benzina e il conseguente raggiungimento dei target di emissioni in atmosfera.

Infine, per quanto concerne le altre alternative, i veicoli elettrici crescono lievemente e la penetrazione dei veicoli a idrogeno nel mercato è ancora limitata. Nel settore del trasporto pesante, invece, si registra una crescita dell'utilizzo di LNG (Liquified Natural Gas).

Per far fronte all'incremento, seppur lieve, della domanda elettrica, nello scenario Sustainable Transition si assiste a un aumento degli impianti di generazione a gas e a una contestuale diminuzione degli impianti a carbone, con una conseguente maggiore flessibilità a sostegno delle rinnovabili. In particolare, gli impianti a gas godono di una riduzione del costo del gas e impatti positivi derivanti dal meccanismo ETS, che a fronte di un aumento del prezzo della CO_2 favoriscono la riduzione delle emissioni.

3.1.3. Distributed generation

Nello scenario top-down Distributed Generation viene integrato e modellizzato il ruolo dei *prosumers*, che risultano fortemente responsabilizzati nella sfida contro il cambiamento climatico e nel rispetto dei target di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale, in un contesto di forte crescita economica.

Uno stringente schema ETS favorisce lo spiazzamento del carbone da parte del gas naturale nella generazione (Gas Before Carbon) e l'incremento della quota di mercato di bio-combustibili.

È importante sottolineare che i macro trends descritti si inseriscono in un contesto europeo caratterizzato da un forte indirizzo politico sugli aspetti climatici che promuove, accanto alle *climate actions*, le azioni dei singoli utenti.

La domanda annuale di energia elettrica aumenta nel settore del riscaldamento e nei trasporti, contestualmente però si riduce la richiesta domestica grazie al comportamento proattivo dei *prosumers* e dell'alto grado di efficienza energetica degli edifici e degli strumenti tecnologici a disposizione agli utenti.

La domanda gas registra un incremento nel trasporto, mentre in ambito domestico si assiste ad una flessione, causata sia dal maggiore utilizzo delle tecnologie di riscaldamento elettrico, sia dal miglior isolamento degli edifici. Inoltre, il gas continua ad essere richiesto nelle situazioni di picco della domanda. Anche l'utilizzo industriale di gas naturale è in diminuzione, sebbene ancora richiesto per rispondere alla domanda di picco.

Distributed Generation

- Approccio top-down definito da ENTSO-E in allineamento con ENTSO-G
- Forte sviluppo economico abilita il ruolo strategico dei prosumers nella sfida contro il cambiamento climatico e nel raggiungimento dei target energetici europei
- Domanda di energia elettrica in forte aumento, seppur con andamenti differenti nei vari settori
- Decarbonizzazione dei trasporti guidata dalla diffusione dei veicoli elettrici
- Aumento delle pompe di calore per riscaldamento
- Sistemi di storage distribuiti abilitati da innovazione e progresso tecnologico

Nel settore dei trasporti i veicoli elettrici e a gas risultano elementi chiave per il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni: da un lato il calo dei prezzi delle batterie favorisce la diffusione dei veicoli elettrici, dall'altro si registra un incremento nel ricorso al LNG nel settore del trasporto pesante.

Per quanto concerne il riscaldamento, le pompe di calore si configurano come una concreta alternativa alle fonti fossili. In particolare, considerate le misure di efficienza energetica, i *prosumers* prediligono il ricorso a tecnologie ibride che consentono una maggiore

flessibilità nella scelta della fonte energetica più adatta alle loro esigenze.

Lo scenario DG evidenza un generale progresso in termini di generazione di piccola scala e storage domestico e commerciale. Infatti, le tecnologie per la generazione di piccola scala presentano costi in continua riduzione e le tecnologie solari sono sempre più un'opzione concreta per molti *prosumers*.

Inoltre, i progressi innovativi e tecnologici delle batterie ne favoriscono la diffusione. Lo storage di energia, infatti, consente agli utenti di bilanciare generazione e consumi giornalieri ottenendo un concreto vantaggio economico.

3.1.4. Scenari definiti a livello nazionale

3.1.4.1. Introduzione e overview scenari nazionali: scenario "base" e di "policy"

Usualmente, gli scenari vengono classificati come "di riferimento" e "di policy":

- gli scenari "di riferimento" proiettano in un'evoluzione tendenziale l'andamento delle grandezze esaminate "congelando" le decisioni politiche ad una certa data. Possono essere utilizzati come benchmark per valutare gli effetti di uno scenario "di policy" e rispetto ad esso vengono stimati costi e benefici degli interventi di politica energetica;
- gli scenari "di policy" aiutano ad individuare gli interventi necessari a raggiungere determinati obiettivi.

A livello di pianificazione per singolo Stato Membro, l'Italia, con il c.d. Tavolo di De-carbonizzazione (coordinato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri attraverso il gruppo di lavoro ENEA, ISPRA, Politecnico di Milano e RSE) ha elaborato uno scenario di riferimento nazionale ("BASE") e uno di policy ("SEN").

Il più recente aggiornamento dello scenario base elaborato con lo strumento modellistico PRIMES è lo scenario EUref2016 (EU Reference Scenario 2016) che fornisce le proiezioni per tutti i paesi Europei, fissando l'andamento nel periodo di variabili macroeconomiche e assumendo come ipotesi:

- il conseguimento dei target al 2020 in materia di gas serra, efficienza energetica e FER;
- l'implementazione effettiva delle politiche europee e dei singoli stati definiti entro il 2014.

3.1.4.2. Obiettivi di penetrazione FER

Il Clean Energy Package definisce l'obiettivo vincolante a livello UE di quota di consumo energetico finale soddisfatto da fonti rinnovabili, pari ad almeno il 27% entro il 2030.

Negli scenari nazionali BASE e SEN vengono presentati differenti livelli di penetrazione delle FER sui consumi lordi finali di energia elettrica. Lo scenario di policy SEN, infatti, prevede al 2030 un ratio del 28% di FER sui consumi energetici finali, che si riduce al 22% nello scenario BASE.

Analizzando lo spaccato per tipologia di FER, lo scenario di policy intermedio ipotizza che il 55% del consumo di elettricità provenga da FER elettriche, rapporto che nello scenario base si riduce al 38%.

Figura 71 Consumi di energia (Mtep)

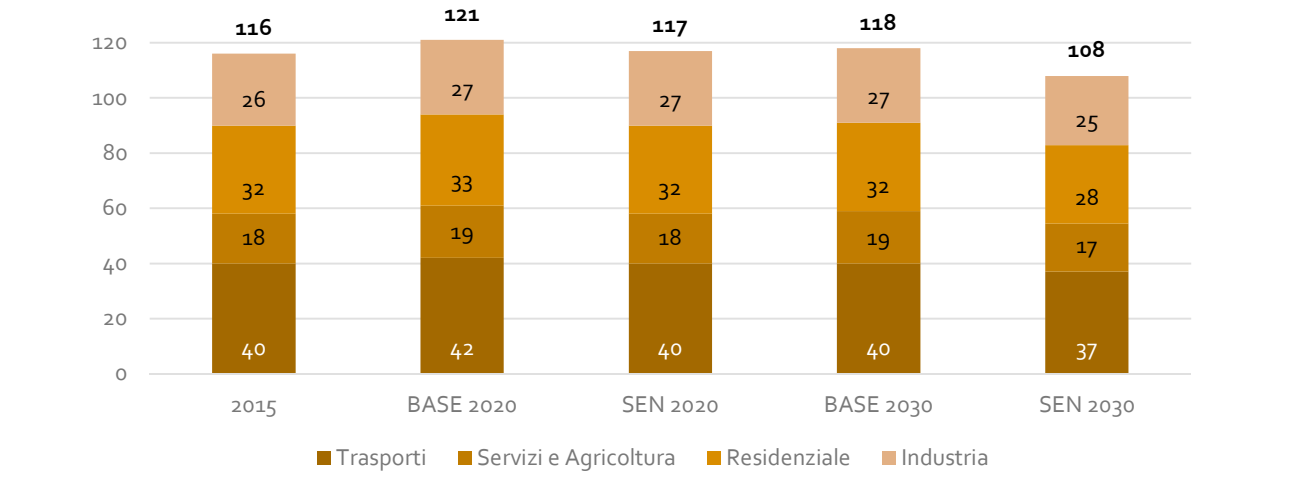
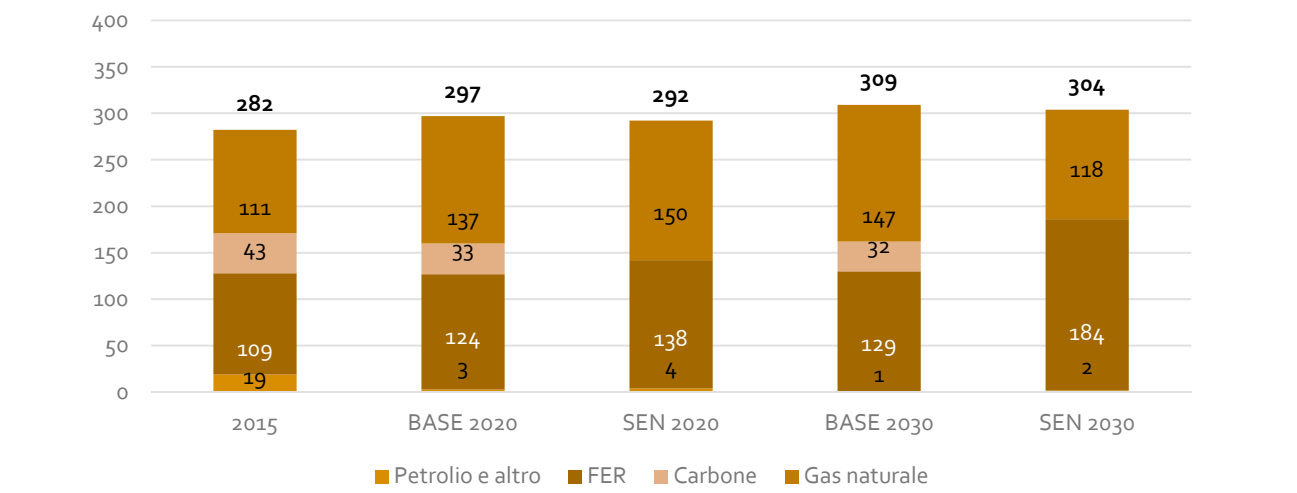


Figura 72 Produzione di energia elettrica per fonte (TWh)



3.1.4.3. Consumi finali di energia

Entrambi gli scenari SEN mostrano una riduzione dei consumi energetici totali nel periodo tra il 2020 e il 2030: lo scenario BASE vede una riduzione di 3 Mtep, mentre nello scenario SEN si osserva un calo di consumi energetici pari a 9 Mtep (Figura 71).

In particolare, si osserva che lo scenario SEN mostra una riduzione di circa 10 Mtep rispetto all'evoluzione BASE. La riduzione dei consumi favorisce la maggiore penetrazione percentuale delle rinnovabili, in particolare nel settore elettrico.

La riduzione dei consumi finali, pur guidata dal settore residenziale e terziario (-6 Mtep), interessa tutti i settori, grazie alla riduzione dei consumi specifici settoriali. In particolare, il consumo pro capite del settore residenziale passa da 0,53 tep/ab del 2015 a 0,44 tep/ab nello scenario SEN al 2030.

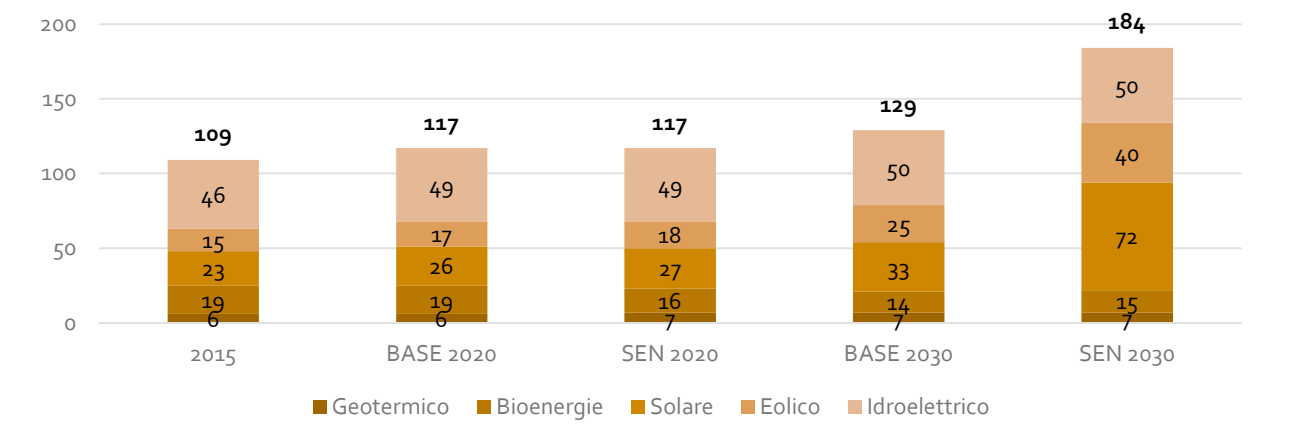
3.1.4.4. Generazione energia elettrica

Lo scenario di policy stima al 2030 un valore pari a 304 TWh, mentre lo scenario BASE indica un valore di 309 TWh.

Il settore della generazione elettrica vede la presenza sempre maggiore di fonti rinnovabili, al 2030 184 TWh nello scenario di policy vs. 129 TWh nello scenario BASE (Figura 72).

Inoltre, nello scenario di policy l'evoluzione della produzione prevede una crescita della capacità FER e

Figura 73 Produzione di energia elettrica da FER (TWh)



migliori prestazioni delle tecnologie eoliche[20] raggiungendo al 2030 40 TWh di eolico, 72 TWh di fotovoltaico e 120 TWh di termoelettrico.

Lo scenario BASE, invece, prevede un minor contributo delle FER e ipotizza un incremento del load factor della tecnologia termoelettrica con valori al 2030 pari a 147 TWh per il termoelettrico, 25 TWh per l'eolico e 33 TWh per il fotovoltaico.

Lo scenario BASE è caratterizzato da un limitato sviluppo delle fonti rinnovabili con una produzione, al 2030, superiore del 18% rispetto a quella dell'anno 2015. Nello scenario di policy la produzione da FER elettriche cresce del 69% rispetto ai valori del 2015, in larga parte per il contributo di fonti rinnovabili non programmabili, che oggi godono di priorità di dispacciamento. Rispetto allo scenario BASE nello scenario di policy intermedio si hanno circa 55 TWh aggiuntivi di produzione da FER (Figura 73).

3.1.4.5. Variabili macroeconomiche di input (esogene)

Le proiezioni di prezzo delle commodity energetiche sui mercati internazionali (dal 2015 in poi) sono il risultato di simulazioni effettuate col modello di equilibrio parziale del sistema energetico globale PROMETHEUS, utilizzato dalla Commissione, sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle risorse e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di estrazione (Figura 74).

Figura 74 Prezzi commodities - Prezzi CO2

Prezzi Internazionali dei combustibili (€'13 per boe)	2015	2020	2025	2030
Petrolio	48,2	75,0	85,1	93,8
Gas (NCV)	38,8	48,3	52,2	56,8
Carbone	11,5	14,3	17,1	20,5
Prezzo CO2 (€'13/t di CO2)	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Settore ETS – Scenario BASE	7,5	15,0	22,5	33,5
Settore ETS – Scenario SEN	7,5	15,0	23,5	27,0

I prezzi della CO_2 per il settore ETS negli scenari nazionali sono basati sui dati caratterizzanti gli scenari EUref2016 e EUCO.

[20] La riduzione dei costi di realizzazione e i miglioramenti nella performance degli impianti dovrebbero fornire ulteriore supporto allo sviluppo di nuova capacità, sia attraverso la costruzione di nuovi impianti sia attraverso il repowering degli impianti esistenti

3.1.5. Global Climate Action

Nello scenario Global Climate Action è presentata una rapida spinta verso i target internazionali ed europei di decarbonizzazione del settore dell'energia elettrica, grazie ad un efficiente schema ETS introdotto a livello mondiale.

La storyline GCA presenta uno scenario in cui le abitudini e il comportamento degli utenti sono soggetti a una continua evoluzione. La crescente automazione, unita alla diffusione capillare di internet e delle innovazioni tecnologiche, consente ai consumatori di scegliere di concentrare le proprie esigenze energetiche nelle fasce orarie più economiche.

Al tempo stesso, la flessibilità della domanda è un fattore chiave per assicurare e garantire una maggiore adeguatezza del sistema, consentendo lo spostamento dei picchi di domanda. Nello specifico si registra un incremento della domanda di energia elettrica in diversi settori, nonostante la crescente spinta verso l'efficienza energetica. Infatti, l'elevata crescita del PIL porta a maggiori investimenti in prodotti che consentono risparmio energetico ed economico (ad es. elettrodomestici, computer, ...).

Per quanto riguarda la domanda di gas, la crescita nel settore dei trasporti compensa l'andamento riscontrato nel settore domestico, dove la maggiore efficienza energetica e l'isolamento degli edifici portano a un effettivo risparmio. Nel settore industriale, invece, la domanda di gas risulta stabile grazie a un bilanciamento tra gli impatti generati dalle misure di efficienza e l'incremento derivante dalla crescita economica.

Nel settore dei trasporti, i veicoli elettrici e a gas sono strategici in un contesto di riduzione delle emissioni in atmosfera. La transizione comporta una crescita della domanda di energia elettrica sia per il trasporto privato che per quello commerciale di bassa scala; per i trasporti pesanti, invece, si riscontra un aumento del ricorso al gas naturale liquefatto (LNG).

Nella realizzazione degli impianti di riscaldamento le pompe di calore elettriche e ibride diventano un'importante alternativa tecnologica ai combustibili fossili: tutte le pompe di calore elettriche vengono installate nei nuovi edifici ad alta efficienza energetica, mentre negli edifici a più bassa efficienza già esistenti si preferisce ricorrere a una soluzione ibrida.

Global Climate Action

- Approccio top-down definito da ENTSO-E in allineamento con ENTSO-G
- ETS globale con una rapida spinta verso i target internazionali di decarbonizzazione
- Forte crescita economica con contestuale aumento della domanda di energia, solo parzialmente compensata dalle misure di efficienza energetica
- Veicoli elettrici e a gas sostituiscono le autovetture a benzina nel settore dei trasporti privati
- Le pompe di calore sono utilizzate sia nei nuovi edifici, che in quelli già esistenti
- Grande sviluppo su larga scala di FER e tecnologie low-carbon per rispondere all'incremento di domanda di energia

Dal punto di vista della produzione di energia elettrica, l'andamento del prezzo della CO_2 ha impatti rilevanti sulla spinta verso tecnologie di generazione low-carbon: i CCGT hanno un merit order migliore rispetto al carbone (Gas Before Carbon) e l'entrata nel mercato delle FER (es. biometano) è supportata dall'elevata flessibilità garantita dagli impianti a gas.

In questo contesto, il Power to Gas si configura come una tecnologia economicamente e commercialmente sostenibile. Le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 (CCS) continuano invece ad essere economicamente poco sostenibili e pertanto adottate solo da produzioni industriali caratterizzate da elevate emissioni.

Si ricorda che nel 2030 lo scenario GCA è stato sostituito da una storyline complementare – EUCO 30.

3.1.6. Risultati

Nei paragrafi successivi sono presentati i risultati del processo di costruzione degli scenari energetici di riferimento, analizzando i settori dell'energia elettrica e del gas non solo in termini di domanda e offerta, ma anche dal punto di vista delle emissioni di CO_2 e di ricorso alle FER. I risultati sono mostrati a livello Europeo.

3.1.6.1. Domanda di energia elettrica

Nonostante tutti gli scenari presentino un generale incremento della domanda annuale di energia elettrica (Figura 75), nello scenario DG si registra la più elevata richiesta (~4.100 TWh nel 2030 e ~4.500 TWh nel 2040) ed una forte crescita della flessibilità per la gestione di questo aumento, derivante essenzialmente da un incremento di veicoli elettrici e di pompe di calore.

Lo scenario GCA invece presenta un valore più elevato di domanda nel 2040 (~4.200 TWh), grazie alla diffusione delle autovetture elettriche e delle pompe di calore. Inoltre, è importante sottolineare che questi valori sarebbero ancora maggiori se non si considerassero le misure di efficienza energetica. Lo scenario Sustainable Transition, presenta invece livelli di domanda inferiori, essendo focalizzato principalmente sullo sviluppo delle tecnologie a gas nei settori del trasporto e della generazione elettrica.

Sintesi risultati attesi

- Crescita massima della domanda di energia elettrica nello scenario DG
- Differenti volumi e mix di generazione nazionali tra i paesi interconnessi con l'Italia negli scenari ST e DG al 2040
- Crescita esponenziale veicoli elettrici e pompe di calore in tutti gli scenari, con crescite massime rispettivamente in DG e GCA nel 2040
- Crescita FER per produzione energia elettrica guidata da incremento capacità impianti eolici e solari; mix di generazione basato su minore ricorso al carbone
- Copertura FER della domanda di energia elettrica superiore al 60% al 2040 in tutti gli scenari (GCA superiore al 75%)
- Scenari in linea con i target europei di decarbonizzazione; scenario GCA presenta riduzione di CO2 >70% nel 2040 vs. 2020
- Prezzo della CO2 in significativo aumento in tutti gli scenari; costo gas e carbone stabile o in lieve aumento

Figura 75 Domanda di energia elettrica a livello europeo (TWh)

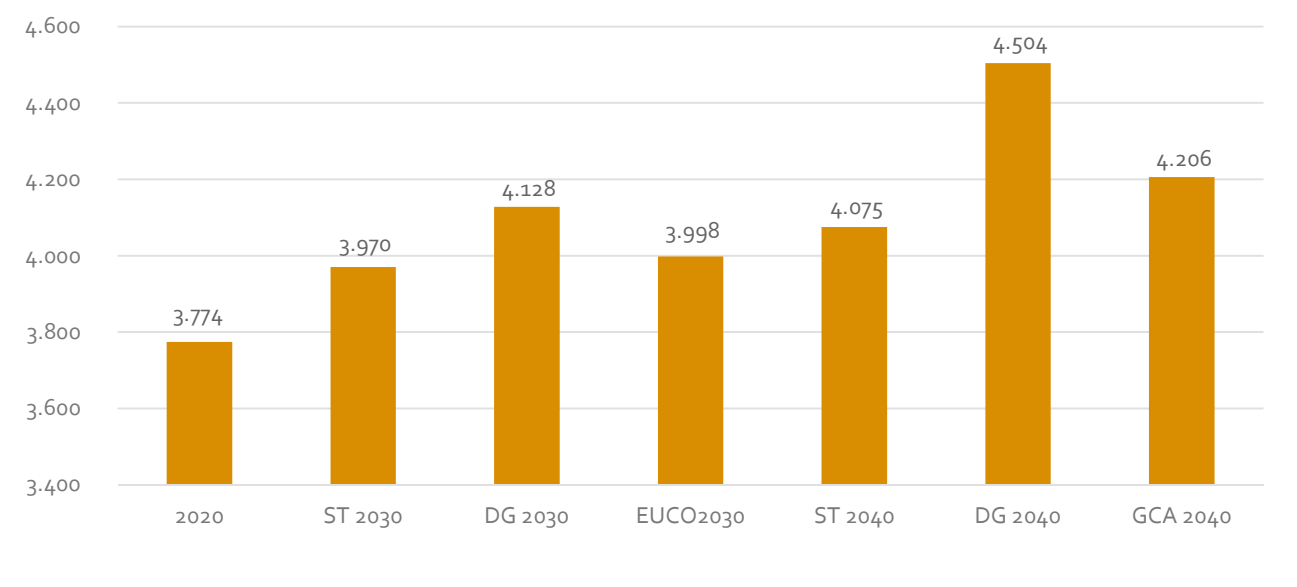
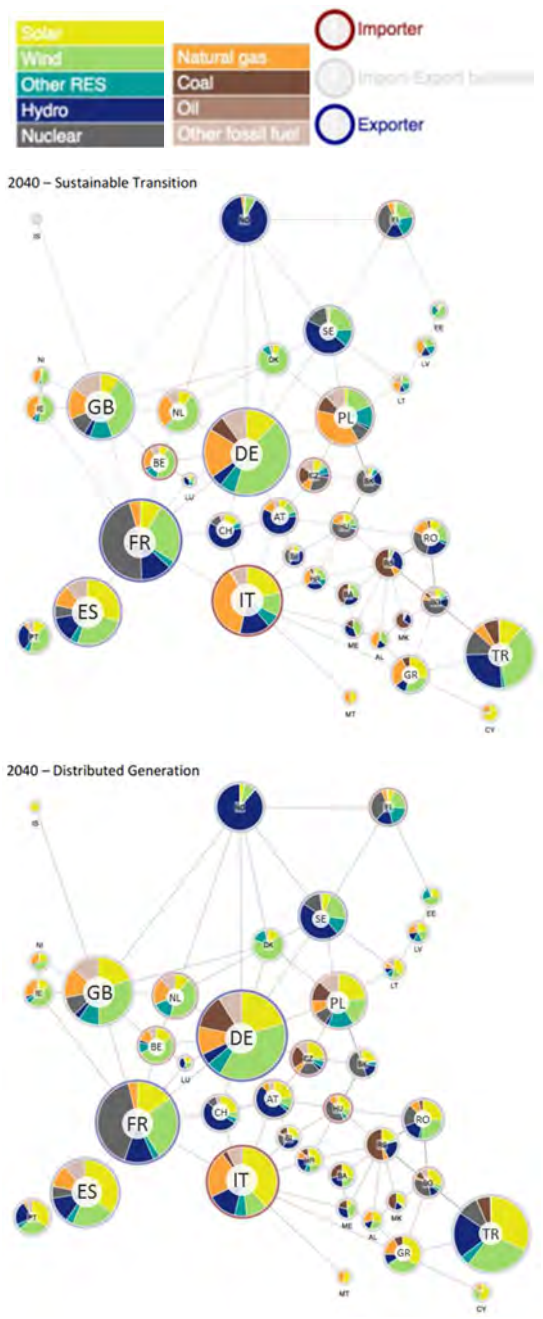


Figura 76 Mix generazione DG 2040 e ST 2040 (ENTSO-E)



3.1.6.2. *Mix generazione nazionale*

Dal mix di generazione di energia elettrica dei paesi europei analizzati nel report ENTSO (Figura 76) si evince che i due scenari ST e DG nel 2040 presentano mix di generazione differenti e volumi generati differenti.

Tenendo in considerazione soltanto i paesi interconnessi con l'Italia (Austria, Francia, Germania, Slovenia e Svizzera), la Germania e la Francia presentano volumi maggiori rispetto all'Italia in entrambi gli scenari di riferimenti al 2040.

3.1.6.3. *Veicoli elettrici*

Per quanto concerne i veicoli elettrici, tutti gli scenari ne evidenziano una crescita esponenziale nel periodo 2030-2040 (Figura 77). Poiché nella storyline DG viene presentata una realtà in cui il consumatore-produttore è responsabilizzato nelle tematiche nazionali di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale, in questo scenario si registra la più alta crescita in valore assoluto di veicoli elettrici (~40M di veicoli in più tra 2040 e 2030). Il valore assoluto minore si rivela invece nello scenario ST, sia nel 2030 che nel 2040, durante il quale si assiste però ad un incremento del numero di veicoli a gas (prezzi del gas molto competitivi).

Il numero di pompe di calore elettriche cresce significativamente negli scenari EUCO 30 e GCA (rispettivamente ~+33M e ~+58M), nei quali la transizione verso riscaldamento elettrico è uno dei driver per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione, mentre è molto inferiore negli scenari ST e DG (rispettivamente ~+9M e ~+17M nel 2030; ~+18M e ~+35M nel 2040). La crescita del numero di pompe di calore ibride, invece, è più rilevante negli scenari DG e GCA.

Figura 77 Incremento numero di veicoli elettrici e pompe di calore (in milioni)

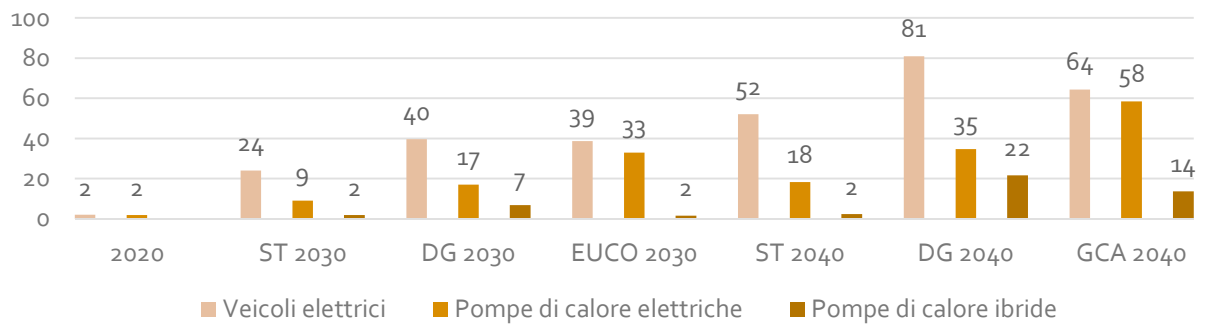
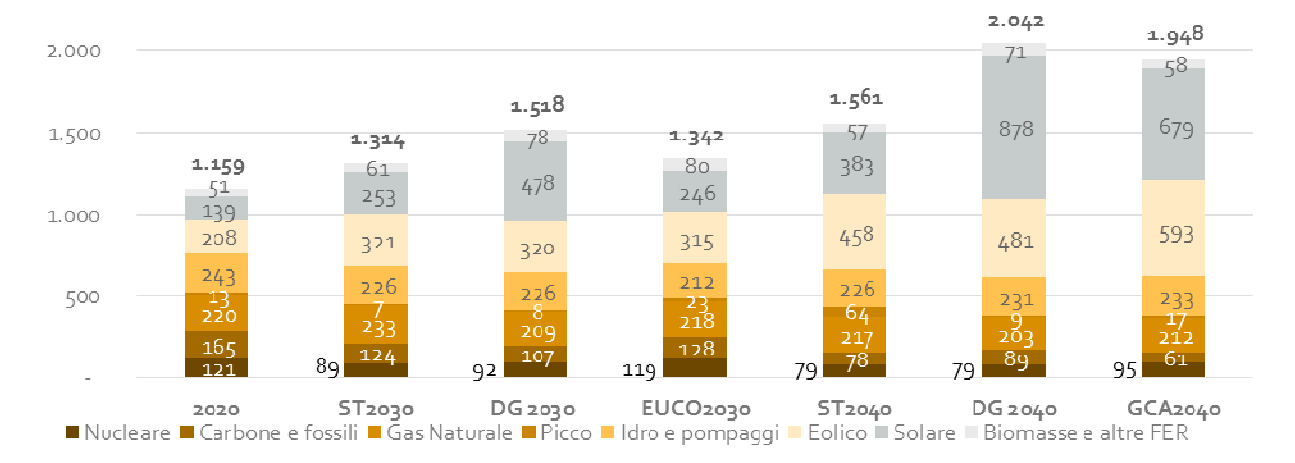


Figura 78 Capacità installata a livello europeo (TW)



3.1.6.4. Capacità installata e mix di generazione

Tutti gli scenari di riferimento evidenziano una riduzione del nucleare e del carbone (meno marcata nella storyline DG, dove nel 2030 vengono ancora generati più di 500 TWh dal carbone). Contestualmente, si verifica un aumento della capacità installata delle fonti eolico e solare (65% nel GCA e 67% nel DG 2040) e un livello stabile dell'idroelettrico, delle biomasse e delle altre rinnovabili (Figura 78).

Il gas naturale mostra invece un andamento molto variabile in funzione delle caratteristiche proprie di ogni scenario. In particolare si riscontra una variazione evidente nello scenario ST, dove si assiste ad un calo del prezzo del gas.

3.1.6.5. Domanda di energia elettrica coperta da FER

Le fonti di energia rinnovabile avranno un ruolo sempre più marcato nella generazione dell'energia elettrica (Figura 79), andando a coprire oltre il 60% della domanda del 2040, indipendentemente dallo scenario di riferimento. In particolare, si osserva che nel 2030 le FER coprono tra il 50% (EUCO) e il 58% della domanda (DG), mentre nel 2040 i valori oscillano tra il 62% dello scenario ST e il 77% della storyline GCA.

Facendo riferimento alle fonti eoliche e solari combinate, lo scenario ST presenta valori in lieve crescita. GCA ha invece valori di produzione da fonti eoliche maggiori rispetto a DG (1.515 TWh vs. 1.178 TWh nel 2040), ma presenta una minore produzione di energia dalle fonte solare (871 TWh vs. 1093 TWh del DG). Nonostante la fonte eolica e solare abbiano lo

Figura 79 Generazione di energia elettrica a livello europeo (TWh)

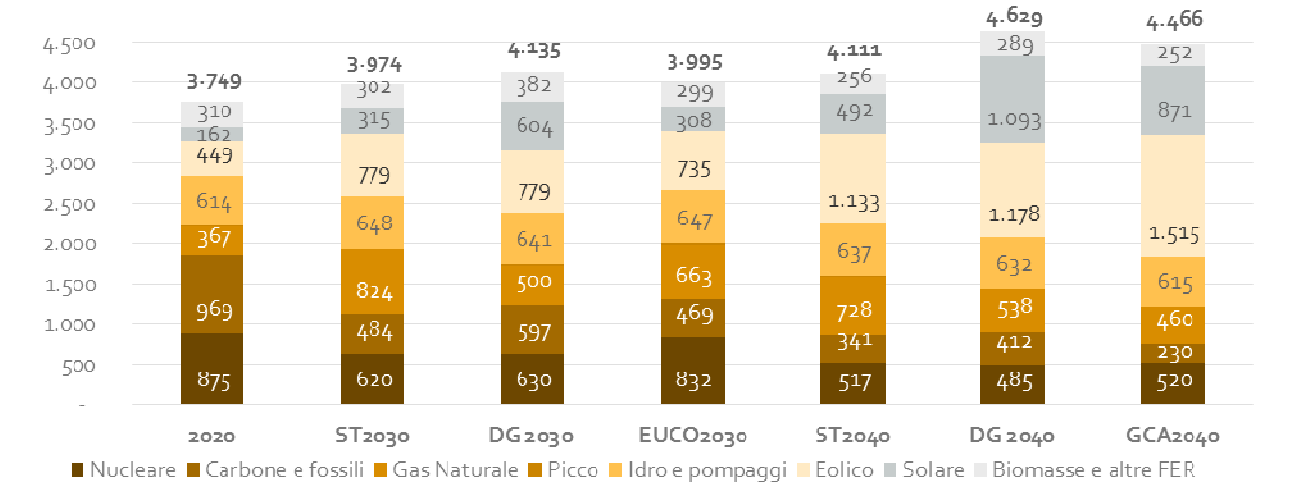
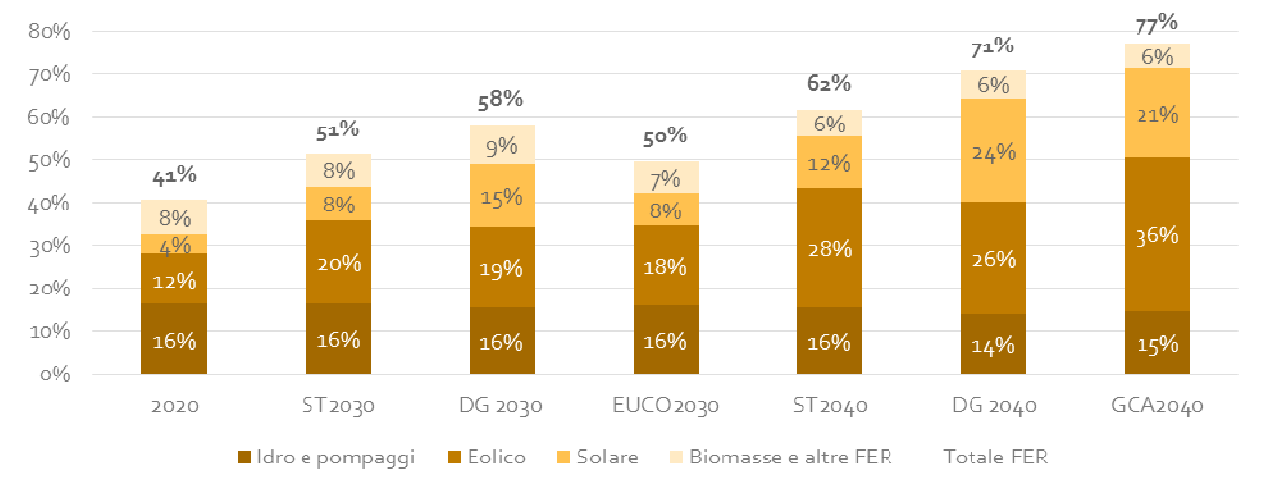


Figura 80 % copertura della domanda di energia elettrica con FER



stesso peso in termini di capacità installata nei due scenari (65% GCA e 67% DG), il GCA presenta un maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili grazie alla rilevanza delle fonti eoliche.

3.1.6.6. Emissioni CO2

Il trend di utilizzo delle FER (Figura 80) è un importante indicatore per valutare l'andamento della riduzione delle emissioni di CO_2 in atmosfera. Tuttavia, nel settore dell'energia elettrica le emissioni di CO_2 dipendono in larga scala dal mix di generazione.

Il grafico (Figura 81) evidenzia come nel 2030 tutti gli scenari presentino una riduzione delle emissioni di CO_2 superiore al 15% vs. 2020, con un calo superiore al 30% in ST e DG. Nel 2040, invece, GCA è lo scenario con il più alto tasso di riduzione delle emissioni (78%), mentre negli scenari ST e DG si giunge ad una riduzione poco superiore al 50%.

In generale, quindi, tutti gli scenari sono in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione previsti per il 2050.

Figura 81 Emissioni di CO2 (Mton) del settore energetico

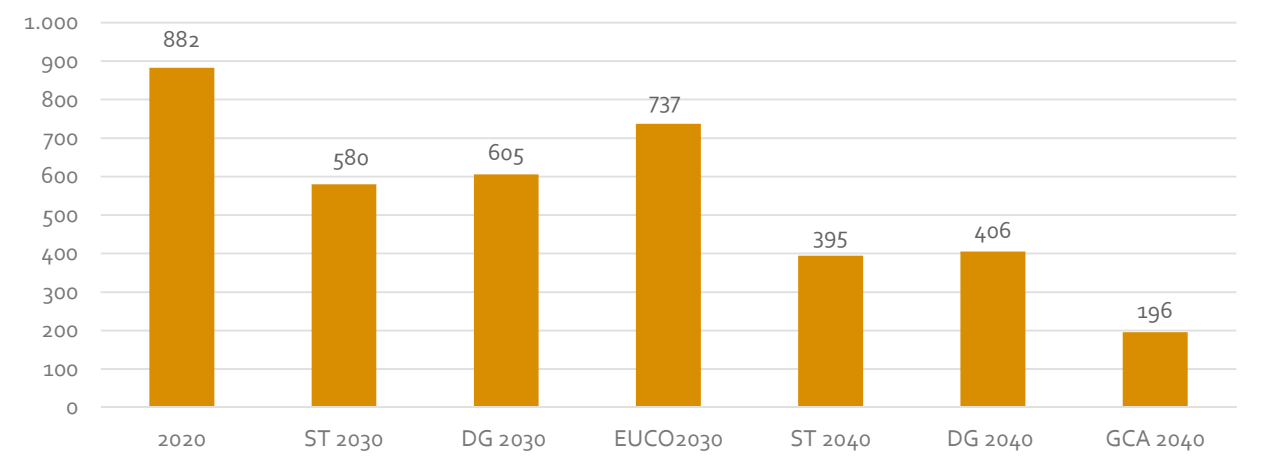


Figura 82 Prezzi commodities

	Commodity	2020	2025 CBG	2025 GBC	ST 2030	DG 2030	EUCO 2030	ST 2040	DG 2040	GCA 2040
€/GJ netta	Nucleare	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Lignite	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	2,3	1,1	1,1	1,1
	Carbone	2,3	2,5	2,1	2,7	2,7	4,3	2,5	2,8	1,8
	Gas	6,1	7,4	7,0	8,8	8,8	6,9	5,5	9,8	8,4
	Light Oil	15,5	18,7	15,5	21,8	21,8	20,5	17,1	24,4	15,3
	Heavy Oil	12,7	15,3	12,7	17,9	17,9	14,6	14,0	20,0	12,6
	Shale Oil	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
€/ton	CO2	18,0	25,7	54,0	84,3	50,0	27,0	45,0	80,0	126,0

3.1.6.7. Prezzi commodities

Gli scenari ENTSO vedono tra il 2030 e il 2040 il prezzo del carbone stabile o in lieve aumento in tutti gli scenari (Figura 82), con il valore minimo registrato nel 2040 nello scenario GCA (1,8 €/net GJ). Per quanto concerne il costo del gas, il prezzo risulta in crescita tra il 2030 e il 2040 (valore minimo nel 2030 nello scenario ST pari a 5,0 €/net GJ e valore massimo nel 2040 nello scenario DG di 9,8 €/net GJ). Contestualmente il prezzo della CO_2 è in forte aumento in tutti gli scenari con un valore massimo nello scenario GCA nel 2040 (126 €/ton).

3.2. Scenari Nazionali SEN

3.2.1. Il contesto Italiano

In un contesto internazionale segnato da un rafforzamento dell'attività economica mondiale e da bassi prezzi delle materie prime, nel 2016 l'Italia ha proseguito il suo percorso di rafforzamento della sostenibilità ambientale, della riduzione delle emissioni di gas serra, dell'efficienza e della sicurezza del proprio sistema energetico.

In particolare, le FER hanno coperto il 17,5% dei consumi finali lordi di energia. Inoltre, prosegue il miglioramento dell'efficienza energetica (intensità energetica del PIL è scesa del 4,3% vs. 2012) e continua la riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere (-7 p.p. di import energetico vs. 2010). Tuttavia, rimane ancora un divario in termini di costi energetici con l'UE.

Alla luce dei risultati ottenuti, l'Italia dunque si pone le seguenti sfide:

- perseguire la crescita delle FER in modo efficiente, contenendo gli oneri di sistema
- potenziare le politiche per l'efficienza energetica in particolare sui settori non industriali
- garantire la sicurezza di approvvigionamento, diversificando le fonti di approvvigionamento
- tutelare il settore industriale e riconvertire le infrastrutture in chiave di sostenibilità

3.2.2. Obiettivi alla base delle priorità d'azione della SEN

La SEN 2017, coerentemente con le evoluzioni in atto nel contesto internazionale ed italiano, ha 3 macro-obiettivi (già identificati nella SEN 2013), finalizzati al raggiungimento di una crescita economica sostenibile:

- <u>miglioramento della competitività del Paese</u>: assicurare che nel lungo periodo la transizione energetica non incida negativamente sulla competitività dei comparti industriali più energivori attraverso soluzioni per ridurre i gap di prezzo e costo dell'energia (elettricità e gas) rispetto agli altri Paesi dell'UE;
- <u>de-carbonizzazione del sistema energetico:</u> definire un piano sostenibile per contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo con il Clean Energy Package. Obiettivo da perseguire principalmente attraverso l'ulteriore diffusione di tecnologie rinnovabili basso-emissive ormai mature, interventi di efficienza energetica e politiche di innovazione per sviluppare tecnologie già esistenti e tecnologie nuove ad elevato potenziale;

- sicurezza, flessibilità e adeguatezza dei sistemi e delle infrastrutture: potenziare la sicurezza di approvvigionamento e flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture per le reti elettrica e gas. Gli obiettivi sono quelli di integrare la crescente diffusione di rinnovabili elettriche ed i nuovi player di mercato tramite configurazioni smart e flessibili e di diversificare le fonti di approvvigionamento per gestire la variabilità dei flussi e della domanda di gas e aumentare l'efficienza della spesa energetica grazie all'innovazione tecnologica.

3.2.3. Priorità d'azione SEN: proposta di interventi per settore

La SEN identifica 6 priorità d'azione per il raggiungimento dei tre macro-obiettivi di Sistema, che verranno approfonditi nel seguito

1. Sviluppo delle Rinnovabili
2. Efficienza energetica
3. Sicurezza energetica
4. Accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: "phase-out dal carbone"
5. Competitività dei mercati energetici
6. Tecnologia, ricerca e innovazione

1. Sviluppo delle Rinnovabili

L'obiettivo nazionale di penetrazione di energie rinnovabili sul totale dei consumi lordi complessivi è stato fissato pari al 28% al 2030 (Scenario SEN) e tale obiettivo è declinato per i diversi settori Figura 83).

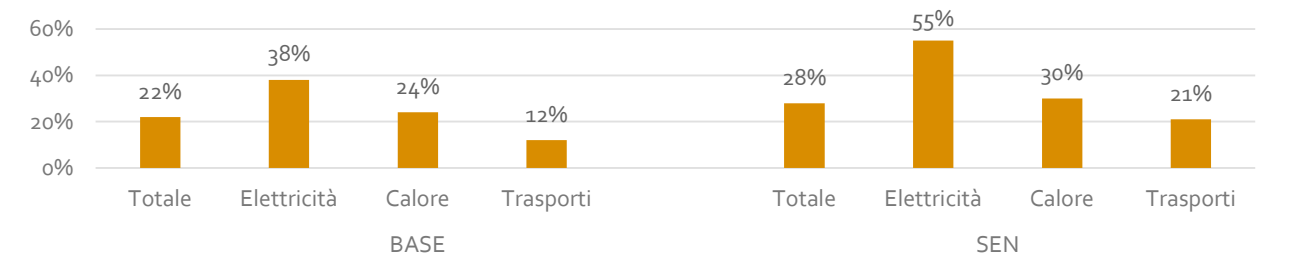
Settore Elettrico: per raggiungere gli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili al 2030 per il settore elettrico (55%), sono stati identificati interventi prioritari:

- contratti a lungo termine per i grandi impianti esistenti e promozione dell'autoconsumo per gli impianti di piccola taglia;
- semplificazione dell'iter autorizzativo di repowering per gli impianti eolici e idroelettrici;
- mantenimento delle produzioni esistenti da bioenergie, senza distorsioni sulla filiera agricola;
- aumento della produzione idroelettrica con progetti innovativi nei grandi impianti esistenti e revisione della normativa sui meccanismi d'asta delle concessioni per selezionare nuovi progetti.

Riscaldamento e raffrescamento: gli investimenti per il raggiungimento del target (30%) saranno prevalentemente incentrati sulle pompe di calore (elettriche e gas) ad alto rendimento. Il ruolo delle biomasse dovrà essere ridimensionato, limitandone l'utilizzo in sostituzione di impianti esistenti a combustibili fossili al fine di minimizzare l'emissione di polveri sottili. Parimenti, andrà favorita la sostituzione di vecchi impianti a biomasse con altri più efficienti e meno emissivi.

Trasporti: per il raggiungimento del target per il settore trasporti (21%), secondo quanto previsto dalla direttiva europea 1513/2015, sarà necessario il raggiungimento di quote minime[21] di biocombustibili avanzati (i.e., derivanti da rifiuti urbani biologici, scarti agricoli, scarti animali, etc), quali ad esempio biometano e biocarburanti avanzati. Inoltre, nei prossimi anni, la penetrazione dell'auto elettrica sarà sostenuta da significativi investimenti e da una riduzione dei costi di

Figura 83 Penetrazioni rinnovabili per settore



[21] Ciascuno Stato membro dell'UE deve assicurare che nel 2020 la quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto sia pari ad almeno il 10 % del consumo finale di energia nei trasporti in tale Stato. La miscelazione dei biocarburanti è uno dei metodi di cui gli Stati membri dispongono per conseguire tale obiettivo e si prevede che esso sia il più significativo.

acquisto dovuta al miglioramento atteso delle tecnologie

2. **Efficienza energetica**

L'Italia ha conseguito risultati positivi di efficienza energetica, registrando un'intensità energetica[22] inferiore alla media UE. La prevista ulteriore riduzione dei consumi pari all' 1,5% annuo dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018 - in coerenza con quanto previsto dalla normativa comunitaria vigente - comporterebbe costi marginali crescenti. L'obiettivo della SEN è di favorire le iniziative per la riduzione dei consumi con il miglior rapporto costi/benefici per raggiungere nel 2030 il 30% di risparmio rispetto al tendenziale fissato nel 2030.

Al fine di minimizzare il costo degli interventi, le innovazioni tecnologiche su cui focalizzarsi dovranno dare rilievo anche al settore residenziale (oggi presidiato con strumenti poco efficaci/efficienti) e a quello dei trasporti (poco presidiato), attraverso una serie di iniziative, ad esempio:

- settore residenziale: revisione del meccanismo delle detrazioni fiscali (ecobonus), introduzione del Fondo di garanzia per eco-prestito a supporto degli interventi di efficienza energetica nell'edilizia, che coprirebbe il rischio di insolvenza del proprietario dell'immobile e evoluzione degli standard minimi di prestazione;
- settore trasporti: promozione del trasporto pubblico locale; incentivazione di iniziative di smart mobility e mobilità ciclo-pedonale volte alla riduzione del numero di autovetture private circolanti nei centri urbani; introduzione di strumenti di promozione del miglioramento delle prestazioni energetico-ambientali del parco veicolare;
- settore terziario: adeguamento di sistemi di sostegno per promuovere la riqualificazione degli edifici, in particolare quelli pubblici; semplificazione del processo di acquisto di servizi energetici per la Pubblica Amministrazione (modifica delle regole di contabilizzazione EUROSTAT del debito pubblico);
- settore industriale: potenziamento e semplificazione del meccanismo dei certificati bianchi e promozione dell'efficienza energetica nelle PMI rinnovando le iniziative di cofinanziamento degli audit energetici e dei sistemi di gestione dell'energia.

3. **Sicurezza energetica**

In un contesto di crescente complessità e richiesta di flessibilità del sistema energetico, è essenziale garantire affidabilità tramite:

- adeguatezza nella capacità di soddisfare il fabbisogno di energia;
- sicurezza nel far fronte ai mutamenti dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di operatività del sistema;
- resilienza per anticipare, assorbire adattarsi e/o rapidamente recuperare da un evento estremo.

Al fine di garantire la sicurezza energetica del Paese e raggiungere gli obiettivi definiti per il 2030, la SEN evidenzia ed indirizza una serie di iniziative specifiche sia per il Sistema elettrico che per il Sistema gas

Sistema elettrico: La SEN pone l'obiettivo di dotare il sistema di strumenti innovativi e infrastrutture per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza; garantire flessibilità del sistema elettrico anche grazie allo sviluppo tecnologico, in un contesto di crescente penetrazione delle FER; promuovere la resilienza del sistema verso eventi meteo estremi; semplificare i tempi di autorizzazione ed esecuzione degli interventi.

Per far ciò, sono previsti le seguenti iniziative:

- capacity Market: avvio previsto per il 2018, e che consentirà al TSO di approvvigionarsi a medio-lungo termine di risorse necessarie all'esercizio del sistema con procedure trasparenti, concorrenziali e meno onerose per la collettività;
- interconnessione: ulteriore potenziamento delle interconnessioni con l'estero;
- resilienza: investimenti che contribuiscano all'aumento della capacità della rete elettrica di far fronte a eventi meteo estremi;
- interventi sulle reti per integrare le FER;

[22]Misura dell'efficienza energetica del sistema economico di una nazione, calcolata come unità di energia diviso unità di prodotto interno lordo (PIL)

- incremento della capacità degli impianti di accumulo.

Sistema gas - In considerazione delle ipotesi di crescita delle rinnovabili, il gas ricopre un ruolo rilevante nella transizione energetica in quanto utilizzato come risorsa di flessibilità e back-up del sistema elettrico. La sicurezza degli approvvigionamenti presenta tuttavia dei rischi dovuti alla presenza di un margine di sicurezza esiguo in caso di assenza della principale fonte di approvvigionamento (produttori russi) in presenza di una situazione di freddo eccezionale, nonostante l'ingresso della capacità del gasdotto TAP (Trans Adriatic Pipeline) per il rifornimento di gas proveniente dall'Azerbaijan. Per questo la SEN 2017 ritiene essenziale diversificare le fonti di approvvigionamento attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo di nuove infrastrutture di collegamento. Inoltre è fondamentale migliorare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento, potenziando le dorsali di trasporto e il margine di sicurezza "alle punte". Infine, si ritiene prioritario coordinare i piani di emergenza nazionali includendovi misure di solidarietà tra Stati UE.
A tal fine, sono previsti i seguenti interventi:

- realizzazione dei nuovi gasdotti di importazione che diversifichino fonti rotte di approvvigionamento, sviluppati da privati secondo principi di mercato;
- attribuzione dei servizi di rigassificazione di GNL mediante asta (invece che con tariffa) per rendere più attrattivo l'uso dei terminali operanti in Italia;
- conversione a metano delle reti di distribuzione esistenti in Sardegna e sviluppo tramite collegamento a depositi Small Scale LNG per avviare la fornitura di gas in modo modulare, utilizzando il LNG anche per avviare il primo pilota Sulphure Emission Controlled Area (SECA) per il traffico marittimo in Sardegna.

4. Accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: phase-out dal carbone

La SEN prevede inoltre un piano di accelerazione nel phase-out degli impianti alimentati a carbone. L'uscita dal carbone avviene a partire dalla dismissione degli impianti di produzione a carbone nell'elettrico per intervenire gradualmente su tutto il processo energetico, conseguire con conseguenti rilevanti vantaggi ambientali e sanitari e contribuire così al raggiungimento dei target europei.

La strategia prevede l'impegno alla cessazione della produzione termoelettrica a carbone al 2025. Per realizzare questa azione in condizioni di sicurezza, è necessario attuare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di FER elettriche e completarlo con ulteriori interventi in termini di infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica.

5. Competitività dei mercati energetici

Mercato elettrico e gas:

- per quanto riguarda i prezzi finali dell'energia elettrica, si assisterà in prospettiva ad una riduzione del gap esistente rispetto ai prezzi europei, grazie alla graduale convergenza dei mix di generazione dei Paesi europei, del costo del gas e degli oneri di sistema;
- per le imprese energivore, sarà introdotto un nuovo regime tariffario per gli oneri di sistema e nuove agevolazioni sugli oneri per le energie rinnovabili;
- l'autoproduzione rinnovabile o tramite cogenerazione assumerà gradualmente un ruolo rilevante. Verranno incentivate l'innovazione e l'efficienza energetica nei processi produttivi e semplificati i processi autorizzativi. Inoltre, nel breve periodo, la regolazione dovrà facilitare la partecipazione della generazione distribuita e dei consumatori ai mercati elettrici, con questi ultimi che ricopriranno un ruolo più centrale ed attivo all'interno del nuovo modello, soprattutto in termini di sistemi di autoproduzione e meccanismi di demand response[23];
- nel medio-lungo termine, la disciplina del mercato dovrà tenere in considerazione la progressiva maturità delle rinnovabili dal punto di vista economico e tecnologico;
- per quanto concerne il mercato del gas, la futura presenza di un "Corridoio della liquidità"

[23] Gestione della domanda di carico attraverso politiche di incentivazione rivolta agli utilizzatori finali (e.g., gestione remota di gruppi di climatizzazione)

consentirà di allineare il prezzo del gas italiano a quello degli hub nord europei più competitivi;
- inoltre, verrà valutata la potenziale introduzione di misure per la riduzione degli oneri legati ad interventi di carattere ambientale e di misure quali il "market maker" per favorire una maggiore liquidità del sistema di scambi di gas sulla borsa gas.

Mercato petrolifero e logistica: la domanda dei prodotti petroliferi è diminuita progressivamente dal 2005 al 2015, spingendo alla riconversione di raffinerie e depositi. L'obiettivo proposto dalla SEN è quello di ridurre di 13,5 Mtep entro il 2030 i consumi primari di prodotti petroliferi vs. 2015.

6. **Tecnologia, ricerca e innovazione**

Italia partecipa attivamente al programma internazionale "Mission Innovation", nato dalla COP21 con l'obiettivo di promuovere l'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica e finanziare progetti di ricerca in ambito "cleantech". In particolare, l'Italia si è impegnata a incrementare il valore delle risorse pubbliche dedicate agli investimenti in ricerca e sviluppo in ambito clean energy da 222 M€ nel 2013 a 444 M€ nel 2021;
L'Italia partecipa inoltre al programma SET-Plan, focalizzato su investimenti a livello UE, nazionale e regionale e su investimenti privati per finanziare la ricerca e l'innovazione nel settore energetico. Il principale strumento del SET-Plan è il programa Horizon 2020, il cui budget stanziato a livello europeo per il periodo 2014-2020 è pari a circa 6 B€.

3.3. Declinazione Scenari per la simulazione Terna

3.3.1. Introduzione

Nei precedenti paragrafi sono stati presentati i principali risultati degli scenari energetici di riferimento a livello europeo e nazionale. Gli scenari, infatti, sono un pilastro fondante nella pianificazione delle infrastrutture energetiche del Paese poiché rappresentano un punto di riferimento per:

- sviluppare 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.

In questo paragrafo vengono presentati gli scenari energetici utilizzati da Terna per la descrizione delle linee di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale. Gli scenari utilizzati dal TSO per le simulazioni del Sistema Elettrico **sono pertanto una declinazione puntuale**, realizzata da Terna, delle previsioni elaborate dall'associazione dei TSO europei (scenari ENTSO) e del policy maker nazionale (scenario SEN). Gli scenari vengono illustrati con un orizzonte temporale che traguarda il 2030, in coerenza con il periodo di estensione del Piano di Sviluppo di Terna, ovvero dieci anni.

Per un'efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione, Terna ha considerato l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso selezionando 3 scenari di riferimento:

- Sustainable Transition (ENTSO)
- Distributed Generation (ENTSO)
- Phase-out completo al 2025 (SEN)

Gli scenari di riferimento utilizzati presentano differenti ipotesi di domanda e generazione elettrica, a partire dagli obiettivi definiti a livello europeo e nazionale. Per quanto concerne la domanda elettrica, lo scenario ST illustra una stabilità o lieve aumento della domanda con differenze a seconda dei settori di riferimento, mentre nello scenario DG è atteso un incremento della domanda nel settore dei riscaldamenti e dei trasporti, compensato però dal modello prosumer e dell'efficienza energetica. La declinazione dello scenario SEN con phase-out completo al 2025, invece, pone un obiettivo del 28% di copertura della domanda con fonti rinnovabili, con una penetrazione delle FER elettriche pari al 55%.

Dal punto di vista dei razionali sottostanti alla generazione elettrica, lo scenario phase-out completo prevede una dismissione di 8 GW della capacità installata di carbone con un risparmio di 15-18 Mton di CO_2 all'anno. Gli scenari europei ENTSO presentano invece ipotesi differenti: se da un lato lo scenario ST ipotizza una crescita della generazione a gas con un parziale spiazzamento del carbone per l'incremento del prezzo della CO_2, dall'altro lo scenario DG ipotizza una riduzione del costo tecnologico, portando alla diffusione della generazione di piccola taglia e al contemporaneo sviluppo di batterie.

3.3.2. Domanda di energia elettrica

Dopo la riduzione della domanda elettrica nel periodo della crisi finanziaria (2009-2015) si è registrata nell'ultimo anno una stabilizzazione dei consumi (317 TWh nel 2015 e 314 TWh nel 2016).

Guardando all'orizzonte temporale del 2030 (Figura 84), si osserva come tutti gli scenari di riferimento presentino una ripresa della domanda di energia elettrica. Lo scenario europeo Distributed Generation proietta la domanda più elevata in assoluto (pari a 375 TWh al 2030) con un CAGR '16-'30 pari a +1,3% Nello scenario Sustainable Transition (ST), invece, è attesa una domanda di ~360 TWh al 2030 (CAGR '16-'30 +1,0%), inferiore del 4% rispetto allo scenario DG Infine, lo scenario SEN phase-out completo indica una domanda al 2030 pari a ~334 TWh (CAGR '16-'30 +0,4%), inferiore di 41 TWh (-0,9%) rispetto allo scenario DG.

3.3.3. Capacità di generazione lorda

Dopo il forte sviluppo della capacità di generazione nel periodo tra il 2000 e il 2015 (+2,6% CAGR), nel 2016 si è registrata una riduzione del saldo netto tra nuova capacità e decommissioning (-3GW di capacità installata).

A conferma di questo trend, nei prossimi anni e fino al 2020 è atteso una riduzione della capacità di generazione lorda installata in tutti gli scenari europei e nazionali (103 GW, 2020) (Figura 85).

Figura 85 Trend capacità generazione lorda installata (GW)

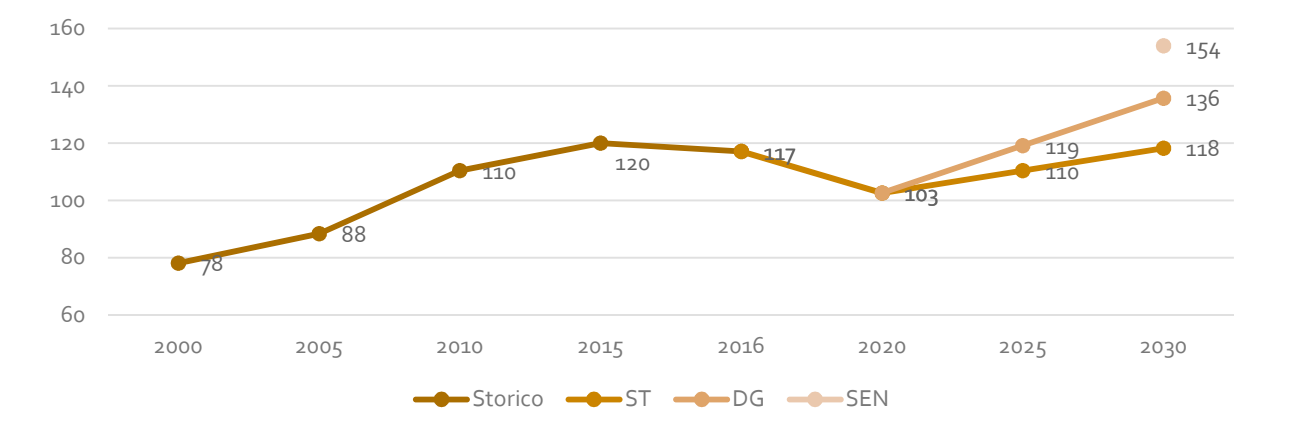


Figura 84 Trend domanda di energia elettrica (TWh)

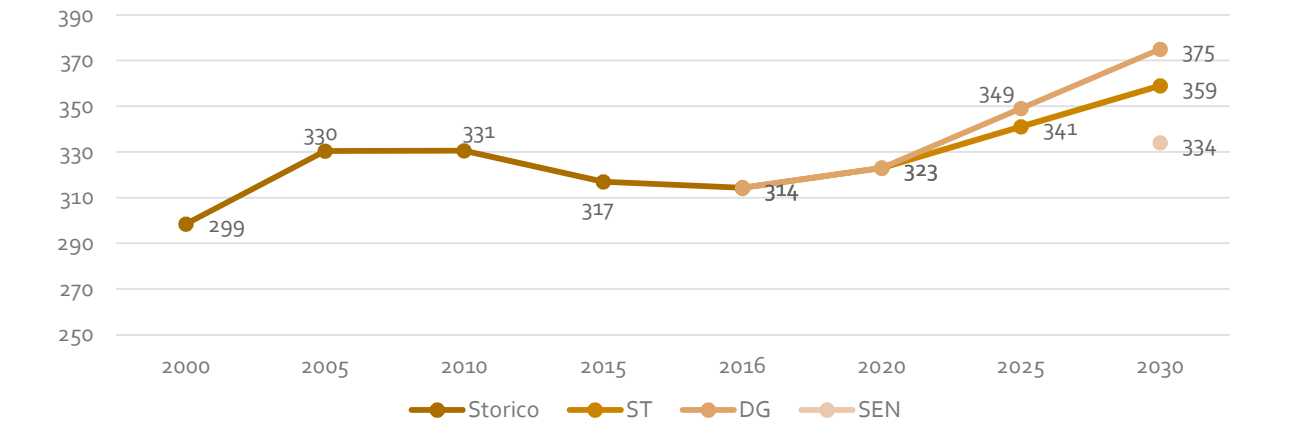


Figura 86 Capacità di generazione lorda installata (GW) al 2016 e al 2030

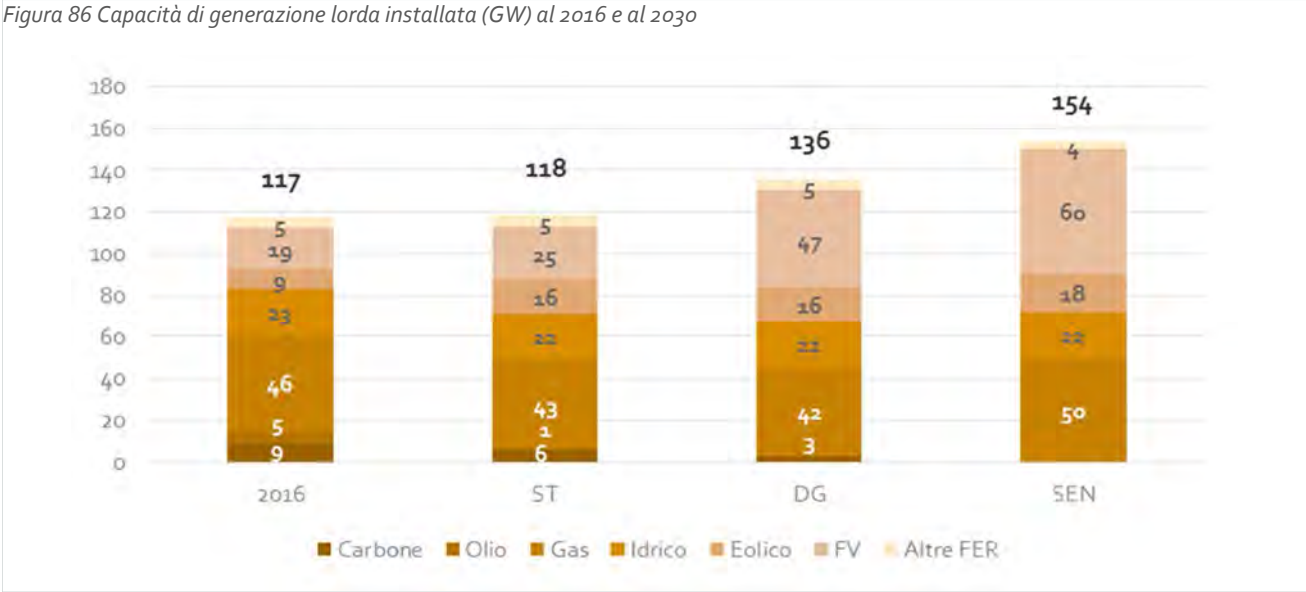
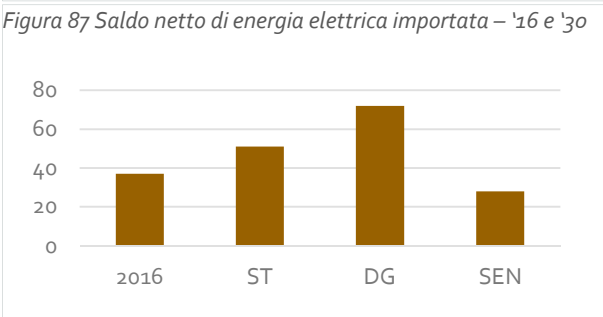


Figura 87 Saldo netto di energia elettrica importata – '16 e '30



Nel periodo tra il 2020 e il 2030 gli scenari di riferimento mostrano una nuova crescita della capacità lorda installata, seppur con tecnologie e trend differenti a seconda dello scenario (Figura 86).

Il valore massimo si registra nello scenario SEN del phase-out completo (154 GW), mentre il valore minimo è atteso nello scenario Sustainable Tranistion con una capacità installati pari a circa 120 GW. Dal punto di vista tecnologico, le FER avranno un ruolo centrale nella crescita della capacità installata (oltre 100 GW nello scenario SEN con una copertura della domanda pari al 55%): in particolare, il fotovoltaico registra il maggior sviluppo (25 GW in ST, 47 GW in DG e 60 GW in SEN phase-out completo vs. 19 GW nel 2016). Sul lato della generazione termoelettrica, invece, si assiste ad un progressivo decomissioning, con una progressiva riduzione delle tecnologie a carbone (9 GW nel 2016, 6 GW in ST, 3 GW in DG e O GW nello scenario SEN).

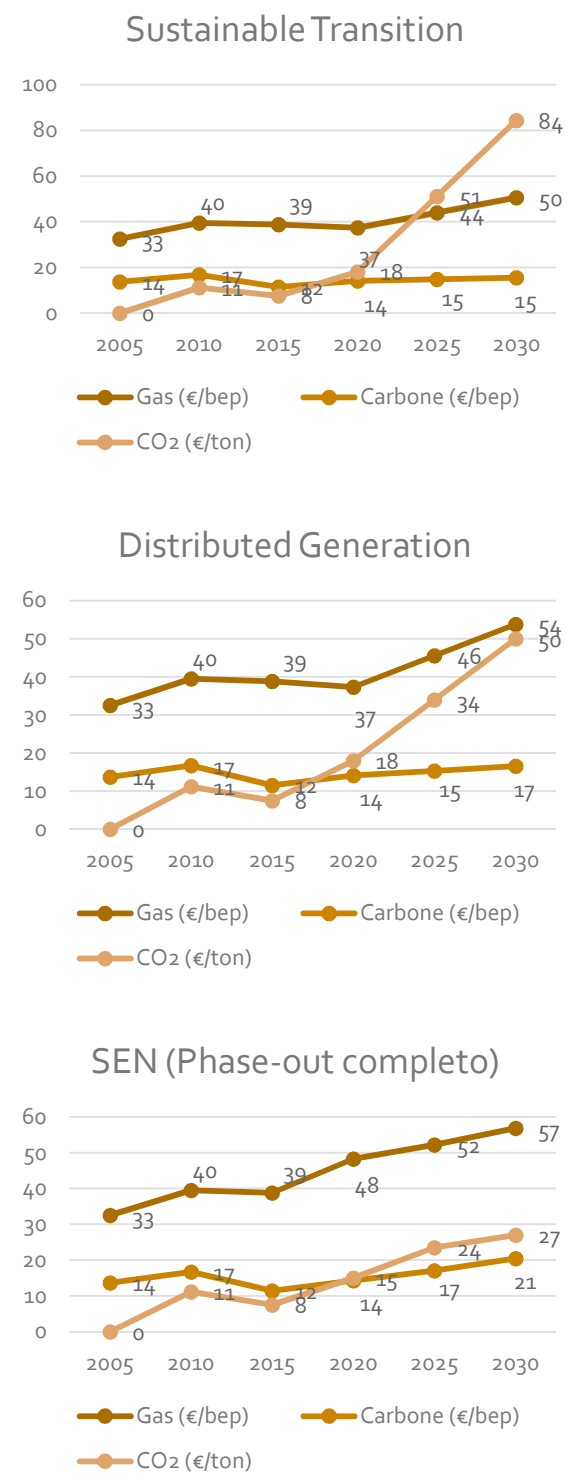
È interessante osservare come al 2030 lo scenario SEN di phase-out completo del carbone presenti contemporaneamente il più elevato valore di capacità lorda installata (154 GW) e il minimo valore di domanda energia elettrica (334 TWh). Per risolvere questa apparente contraddizione, è necessario far riferimento all'ipotesi SEN sul saldo netto import/export di energia elettrica da cui si evince che l'elevato valore di capacità installata è compensato dall'ipotesi di riduzione del saldo netto import/export di energia elettrica sulla frontiera nord (28 TWh vs. 37 TWh nel 2016).

Negli altri scenari (Figura 87), invece, l'apporto netto di energia elettrica importata è in crescita rispetto al 2016 (+37% nello scenario ST e +94% nello scenario DG).

3.3.4. Prezzo delle commodity

Guardando al 2030, i tre scenari di riferimento individuati presentano differenti prezzi delle principali commodity (Figura 88). In particolare, il prezzo della CO_2 è in crescita in tutti gli scenari e raggiunge il suo valore massimo nel 2030 nello scenario Sustainable Trainsition (84€/ton vs. 8€/ton nel 2015). Il carbone, invece, ha un andamento stabile in tutti gli scenari: dopo una crescita tra il 2005 e il 2010 e un successivo calo tra il 2010 e il 2015, guardando al futuro ci si attende una leggera crescita. Negli scenari SEN e DG ci si attende un incremento anche nel prezzo del gas (54€/BEP nel DG e 57€/BEP nel SEN vs. 39€/BEP nel 2015), mentre lo scenario ST ipotizza un calo dei prezzi (31€/BEP al 2030).

Figura 88 Trend prezzo principali commodity per scenario



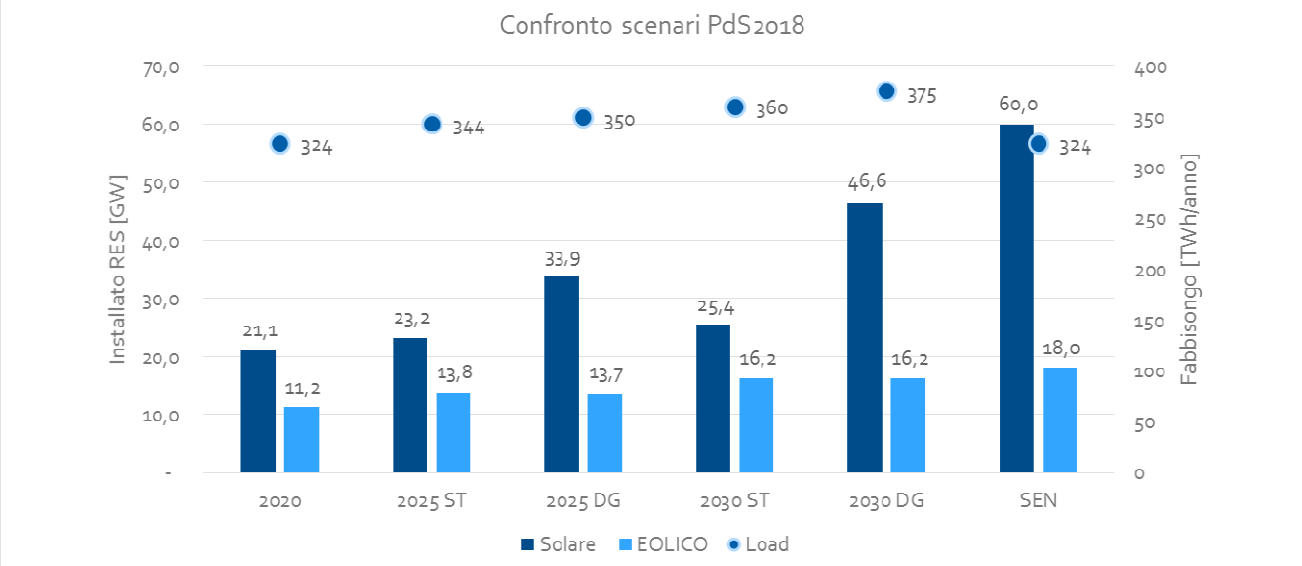
4. NECESSITÀ DI SVILUPPO

- Il Piano di Sviluppo riflette le esigenze di sviluppo ed adeguamento della rete elettrica nazionale in relazione alla evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso, in atto e prospettica. Il seguente capitolo contiene gli interventi **previsti sulla rete elettrica e di carattere prioritario**, finalizzati a:
  - garantire la sicurezza e l'affidabilità di esercizio della rete nel medio e nel lungo periodo;
  - potenziare la capacità di interconnessione con l'estero;
  - ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali e le limitazioni del mercato, nonché favorire la piena integrazione e l'utilizzo della produzione da fonti rinnovabili;
  - migliorare la qualità e continuità del servizio e della fornitura;
  - soddisfare le richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale.
- Le simulazione di mercato su rete previsionale evidenziano un incremento delle ore di congestione attese sulla sezione da CentroSud a CentroNord; si conferma la necessità di incrementare la capacità con l'estero quale fattore abilitante necessario all'integrazione con i mercati europei
- La realizzazione di investimenti nelle reti contribuisce al superamento delle potenziali criticità del sistema elettrico, al mantenimento degli standard di adeguatezza ed a garantire la sicurezza di esercizio, attraverso interventi finalizzati ad incrementare il livello di magliatura.

4.1. Esigenze del sistema elettrico nazionale

Nel presente paragrafo si vogliono mettere in evidenza e confrontare gli impatti in termini di variazione dei flussi di potenza e di congestioni che si stimano verificarsi sulla rete di trasmissione nazionale sotto le diverse ipotesi di evoluzione del sistema elettrico analizzati per il Piano di Sviluppo. Gli scenari considerati, di seguito elencati, abbracciano diversi orizzonti temporali (2020, 2025 e 2030) e differenti trend di sviluppo, in particolare: Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG), entrambi coerenti ai criteri di sviluppo degli omonomi scenari elaborati in coordinamento con gli altri TSO europei nell'ambito delle attività per la pianificazione coordinata della rete europea (TYNDP), e la Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Figura 89 Fabbisogno netto [TWh/anno] e capacità solare ed eolica installata [GW] a livello nazionale nei diversi scenari di Piano



- Scenario 2020
- Scenari 2025 ST e DG
- Scenari 2030 ST e DG
- Scenario 2030 SEN

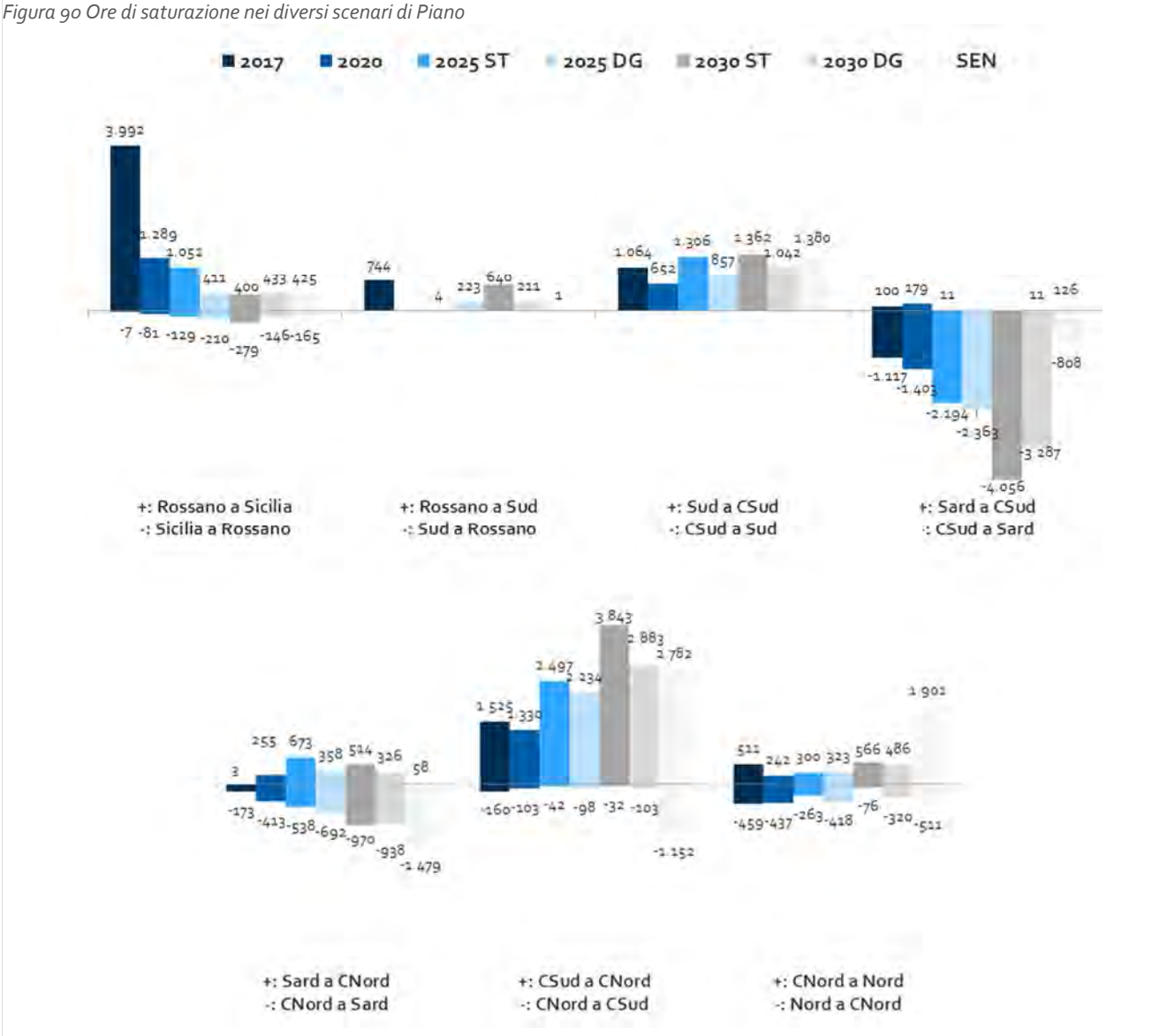
La Figura 89 mostra sinteticamente le principali caratteristiche degli scenari sopra elencati in termini di fabbisogno netto [TWh/anno] e capacità solare ed eolica installata [GW] a livello nazionale.

Gli scenari sono stati analizzati mediante uno studio condotto con un programma di simulazione del mercato elettrico (PROMEDGRID) che tramite la risoluzione di un problema di ottimizzazione tecnico-economica dell'esercizio del sistema consente di stimare su orizzonte annuale e base oraria il dispacciamento delle unità di generazione e i prezzi di mercato nonché i volumi attesi di energia scambiati tra zone di mercato e le ore di saturazione tra le zone di mercato interconnesse.

Nel seguito si riportano alcune delle evidenze ottenute dalle simulazioni effettuate sugli scenari previsionali. Inizialmente si riportano i valori di ore di saturazione sulle sezioni della rete di trasmissione nazionale ottenuti dalle simulazioni degli scenari previsionali effettuate con la rete di trasmissione invariata rispetto alla rete attuale. Tale analisi consente di individuare l'effetto delle limitazioni di capacità di trasporto sullo sfruttamento ottimale delle risorse di generazione, evidenziando quindi le necessità di sviluppo delle RTN.

Successivamente si riportano le stime dei prezzi di mercato attesi nel medio e lungo termine in Italia e nei principali Paesi confinati, nonché la stima dell'impatto in termini di riduzione del Prezzo Unico Nazionale di

Figura 90 Ore di saturazione nei diversi scenari di Piano



mercato (PUN) conseguente all'implementazione del PdS 2018, vale a dire confrontando i PUN medi annuali ottenuti dalle simulazioni degli scenari previsionali con rete attuale e con rete previsionale.

Si riportano infine alcune considerazioni sulla crescente necessità di flessibilità del sistema per affrontare la domanda residua al netto delle fonti rinnovabili sempre più sfidante negli scenari previsionali.

In merito alle ore di saturazione teoriche che si avrebbero negli scenari previsionali in assenza di rinforzi di rete, nella seguente Figura 90 si possono osservare il numero annuo di ore di saturazione attuale e previsionali per i diversi anni orizzonte e scenari analizzati sulle sezioni della rete italiana maggiormente congestionate.

La sezione che risulta maggiormente interessata dall'incremento delle ore di congestione attese in tutti gli scenari previsionali è la sezione da CentroSud a CentroNord. L'incremento di produzione da fonti rinnovabili la cui incidenza nelle regioni meridionali è maggiore rispetto alla domanda determina una crescita dei flussi di potenza da sud a nord che, in assenza di rinforzi, trovano su questa sezione il primo vincolo limitante. Tale circostanza sarebbe risultata ancora più critica in presenza dell'import atteso dalla interconnessione con il Montenegro, ipotesi trascurata negli scenari a rete attuale qui analizzati, che avrebbe determinato un ulteriore incremento dei flussi verso nord. Appare quindi evidente e prioritaria la necessità di aumentare la capacità di trasporto su detta sezione e più in generale di tutta la dorsale da sud a nord (coinvolgendo quindi anche le sezioni Sud-CentroSud e Centro Nord-Nord) poiché solo con uno sviluppo coordinato delle capacità di trasporto su tutte le sezioni intermedie si potranno ottenere le condizioni di capacità di trasporto necessarie per il deflusso della generazione rinnovabile prodotta nelle regioni meridionali e il contestuale sfruttamento della capacità di generazione termoelettrica ad alto rendimento presenti nelle stesse regioni.

Analogamente per la sezione CentroSud/Sardegna si può vedere un incremento delle ore di saturazione attese negli scenari di lungo termine (scenari 2030 ST e DG) determinato da uno shift del merit order tra le tecnologie[24] per cui la migliore tecnologia presente nella zona di mercato Sardegna (gruppo termico a carbone) risulta meno competitiva dei CCGT presenti nel continente determinando un aumento dell'import. Si può notare che questa dinamica non si evidenzia nello scenario della SEN in cui in zona Sardegna i tutti i gruppi a carbone si considerano dismessi (phase-out totale del carbone) a favore dell'installazione di nuovi cicli combinati ad alto rendimento a gas.

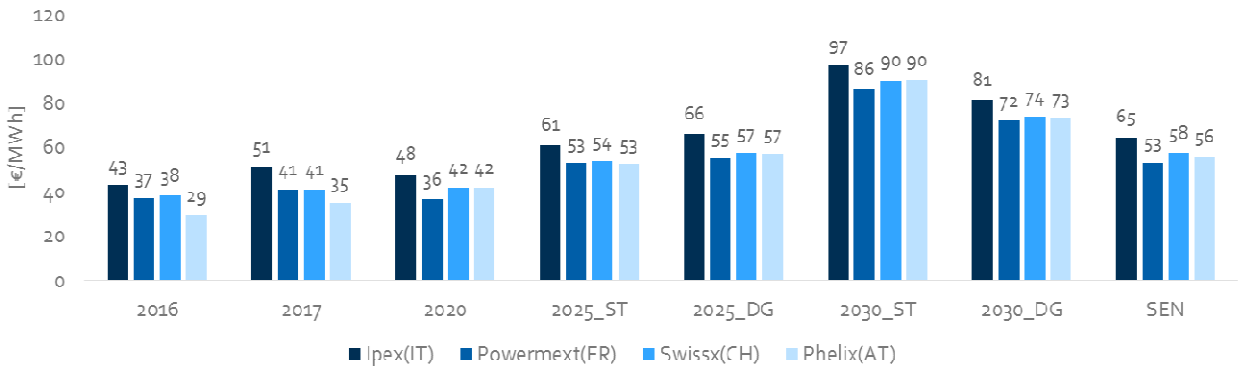
Anche le ore di saturazione sulla sezione tra Sardegna e CentroNord risultano in crescita, coerentemente al dato già evidenziato per la sezione CentroSud – CentroNord, essendo la Sardegna un valido percorso alternativo per evacuare potenza da sud verso nord sulla rete di trasmissione nazionale.

Invece, per quanto riguarda la sezione Rossano – Sicilia, si osserva che per tutti gli scenari analizzati le simulazioni valutano una netta diminuzione delle ore attese di saturazione rispetto al dato del MGP del 2017. L'incremento di capacità di transito tra Sicilia e Continente apportato dalla Sorgente Rizziconi a partire dalla seconda metà dell'anno 2016 ha consentito di ridurre le ore di saturazione tra le due zone di mercato rispetto al 2015 (in cui si registrava un numero di ore di congestione superiore a 6000 ore/anno), tuttavia il numero di ore di saturazioni verso la Sicilia permane alto probabilmente a causa della strategia d'offerta di alcuni operatori in Sicilia che, seppur competitivi per trarre profitto dal MGP, preferiscono non essere dispacciati su tale mercato per poi essere chiamati a produrre nel più remunerativo MSD. Poiché il modello di simulazione di mercato utilizzato non coglie strategie d'offerta incrociate tra MGP e MSD e non avendo nessuna garanzia che la strategia d'offerta degli operatori sul lungo termine rimanga la stessa, le ore di saturazione valutate dal modello sono quelle che si avrebbero se gli operatori adottassero un modello competitivo da concorrenza perfetta, ovvero volta a massimizzare il profitto di ciascuna unità di generazione sul MGP.

Infine, lo scenario SEN, caratterizzato da un import netto con le frontiere inferiore rispetto a quello attuale, e conseguentemente ad una necessità da parte della zona di mercato Nord di importare energia dal resto

[24]Si ricorda infatti che sia lo scenario Sustainable Transition che quello Distributed Generation, congiuntamente elaborati in ambito ENTSO-E ai fini delle pianificazione coordinata della rete europea, sono entrambi caratterizzati nel lungo termine da merit order di tipo Gas before Coal ovvero, per la combinazione dei prezzi dei combustibili e dei permessi di emissione della CO_2 adottati negli scenari, i costi variabili di produzione dei migliori impianti a ciclo combinato sono minori di quelli delle centrali a carbone di seconda o terza generazione.

Figura 91 Confronto delle Borse Europee nei diversi scenari previsionali



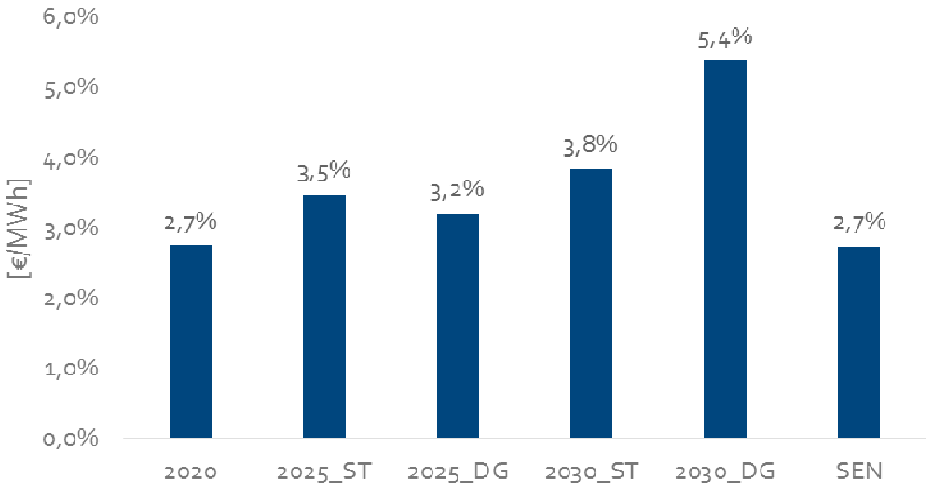
del continente, evidenzia l'esigenza di rinforzare ulteriormente anche la sezione Centro Nord- Nord.

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonali e del PUN si osserva che in termini assoluti i livelli di prezzo dell'energia elettrica risultanti dalle simulazioni sono strettamente correlati alle ipotesi dei prezzi di combustibili e dei permessi di emissione considerate negli specifici scenari e in quanto tali non particolarmente significativi, tuttavia possono dare utili indicazioni sui trend previsti in termini differenziali (Figura 91).

Come evidenziato nel seguente grafico i prezzi attesi risultanti dagli scenari previsionali senza rinforzi di rete confermano il permanere e in alcuni casi l'incrementare del differenziale di prezzo positivo tra l'IPEX e le altre principali Borse Europee anche negli scenari previsionali. Tali differenziali risulteranno diminuire in esito alle simulazioni effettuate con rete previsionale per effetto della maggiore capacità di scambio con l'estero, e in particolare sulla frontiera settentrionale, capacità che risulta comunque necessaria ai fini del contenimento dei differenziali di prezzo dell'energia con i Paesi esteri nonché alla riduzione dei prezzi dell'energia in Italia come evidenziato nella Figura 92, che riporta la percentuale di riduzione del PUN nei diversi scenari ottenibili grazie ai rinforzi della Rete di Trasmissione Nazionale previsti dal PdS 2018.

Interessante anche notare l'evoluzione della domanda residua, qui intesa come differenza tra il fabbisogno di energia e la produzione prevista di eolico e fotovoltaico, nei diversi scenari del Piano di Sviluppo corrente.

Figura 92 Riduzione % prezzi di mercato con rinforzi di rete



A tale scopo, la Figura 93 mostra il valore medio orario su un intero anno orizzonte. È possibile notare che ad una riduzione marcata del carico contendibile estesa all'intera finestra giornaliera, si associa un incremento della rampa di carico da sostenere da parte degli impianti termoelettrici nelle ore serali della giornata.

L'aumento di capacità installata da fonte rinnovabile, contestualmente ad una non così consistente crescita di fabbisogno di energia, porta ad un aumento non trascurabile del rischio di riduzione della produzione rinnovabile (overgeneration, OG). Se nello scenario 2020 tale surplus di generazione risulta essere pari a circa 600 GWh/anno, nello scenario della SEN, caratterizzato da una penetrazione rinnovabile del 55%, la cosiddetta overgeneration risulta superiore a 15 TWh/anno (Figura 94).

L'incremento della capacità di scambio tra le zone di mercato italiane e con le zone estere accompagnato dalla realizzazione di nuovi sistemi di accumulo permette di ridurre l'overgeneration in particolare in presenza di un mercato di bilanciamento transfrontaliero.

Figura 93 Valore medio orario del carico contendibile (Fabbisogno-Prd.Solare-Prod.Eolica)

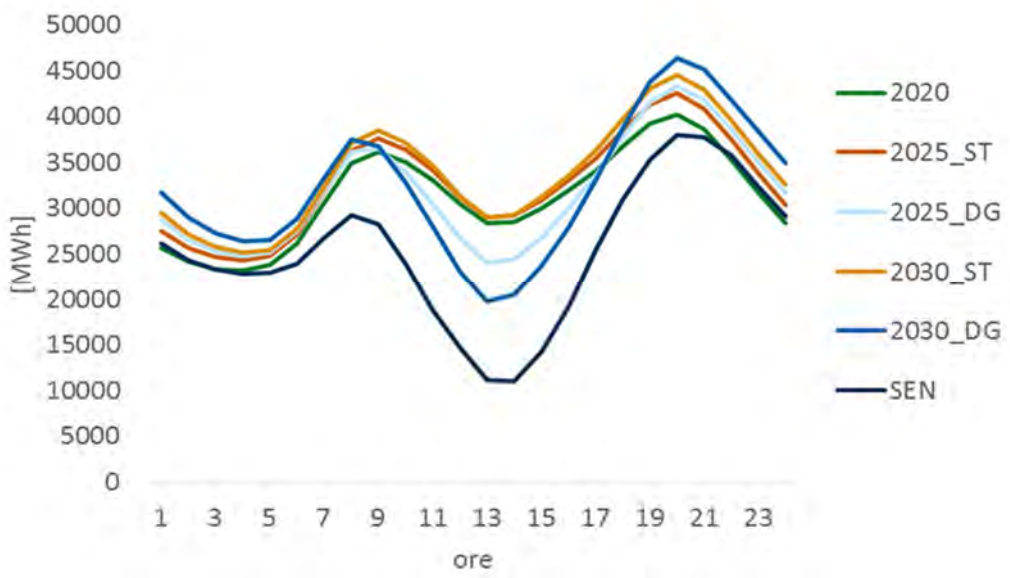


Figura 94 Surplus di generazione nei diversi scenari di Piano

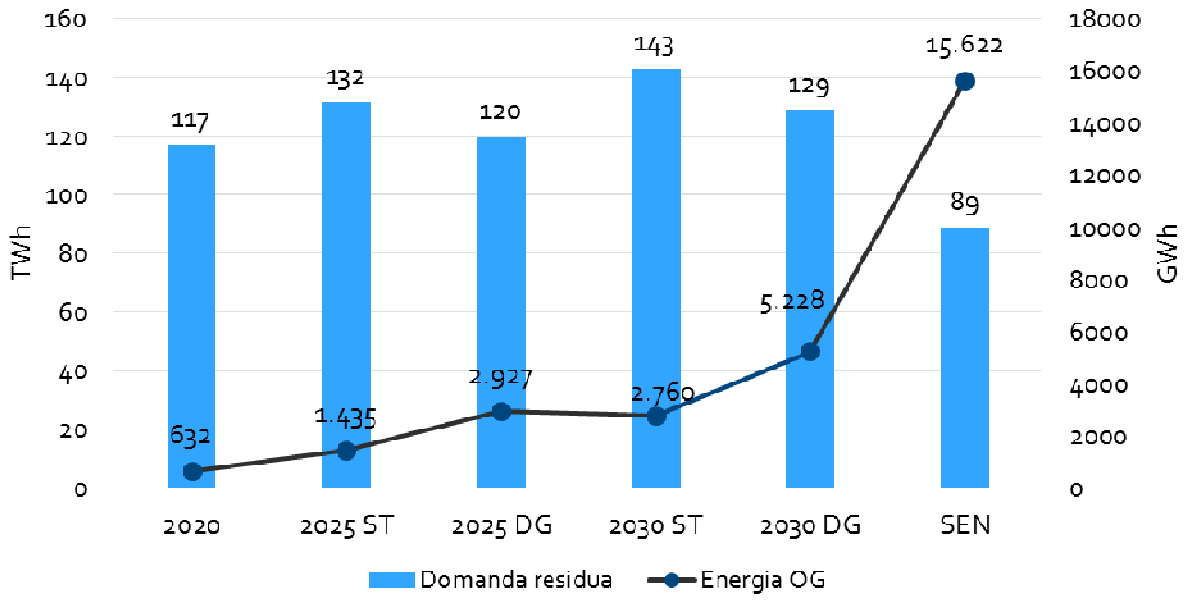
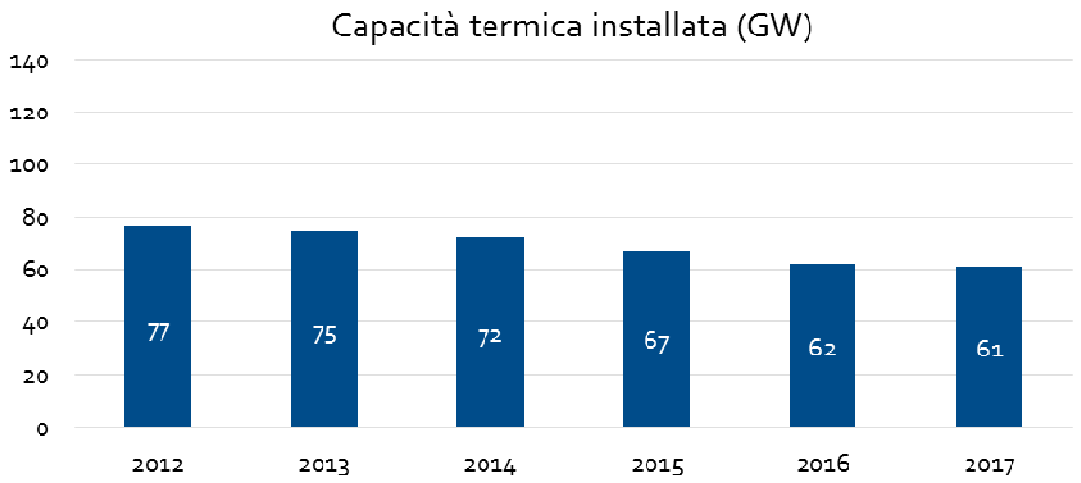


Figura 95 Capacità di generazione termica installata (GW) in Italia 2012-2017



4.2. Qualità, Sicurezza e Resilienza

4.2.1. Interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza

L'attività di pianificazione è svolta coerentemente con gli obiettivi riguardanti la sicurezza e la qualità del sistema elettrico, tra i quali il raggiungimento dell'adeguatezza del sistema elettrico per la copertura della domanda locale, il miglioramento del profilo di tensione e l'incremento della continuità del servizio.

componenti del sistema, preservando le proprie caratteristiche funzionali ossia garantendo la continuità dell'alimentazione degli utenti.

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che rispetto al fabbisogno previsto, oltre ad un'adeguata potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento, nonché la necessità di adeguati margini di stabilità dinamica. Tale necessità è destinata ad

Figura 96 – Interventi programmati ai fini Sicurezza

Area Territoriale	Impianto	Tipologia	Tensione
Sud	Compensatore sincrono presso la stazione di Garigliano	Compensatori c.a. 500 MVAr	400 kV
Sud	Compensatore sincrono presso le stazioni di Maida, Matera, Manfredonia	Compensatori c.a. 500 MVAr c.a.	400 kV
Sud	Collegamneto C.le Edipower e Brindisi Pignicelle	Collegamento	400 kV
Sardegna	Compensatore sincrono presso le stazioni di Selargius	Compensatori c.a. 500 MVAr	400 kV

La sicurezza di un sistema elettrico si definisce come capacità del sistema di sopportare disturbi improvvisi (contingenze), come cortocircuiti o la perdita di

accentuarsi tenuto conto del progressivo riduzione del parco termico registrata negli ultimi anni e dell'effettiva disponibilità dello stesso. Per tali ragioni,

Figura 97 Potenziamento asset esistenti/Realizzazione nuovi asset

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
Potenziamento asset esistenti/Realizzazione nuovi asset

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
116-P	Nord	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	●	●						
206-P	Nord-Est	Stazione 400 kV Volpago		●	●	●		●		
227-P	Nord-Est	Stazione 400 kV in Provincia di TV (Vedelago)		●			●	●		
237-P	Nord-Est	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete AT		●			●	●		
215-P	Nord-Est	Riassetto rete Alto Bellunese	●	●		●	●	●		
306-P	Centro-Nord	Riassetto 400 kV e 132 kV area di Lucca		●		●		●	●	
421-P	Centro	Razionalizzazione rete AT in Umbria	●	●			●			
420-P	Centro	Riassetto rete tra Teramo e Pescara		●				●		
410-P	Centro Sud	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Molise	●	●				●		
504-P	Sud	Riassetto rete AT penisola Sorrentina		●			●			
511-P	Sud	Stazione 400 kV S. Sofia		●						
512-P	Sud	Stazione 400 kV Palo del Colle		●						
611-P	Sicilia	Interventi nell'area di Catania		●			●			
6-P	Nord-Ovest	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino		●						
115-P	Nord	Razionalizzazione 220 kV città di Milano e S/E di Musocco		●		●				
10-P	Nord-Ovest	Rafforzi 132kV area metropolitana di Genova		●					●	
317-P	Centro-Nord	Rete metropolitana di Firenze	●	●				●		
404-P	Centro	Riassetto area metropolitana di Roma		●						
514-P	Sud	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli		●						
608-P	Sicilia	Riassetto area metropolitana di Palermo		●						
516-P	Sud	Interconnessione a 150 kV delle isole campane		●						
309-P	Centro-Nord	Elettrodotto 132 kV Elba - Continente		●		●	●			

già nel breve termine sono stati programmati ai fini Sicurezza gli interventi riportati in Figura 96.

Convenzionalmente il sistema elettrico di trasmissione si definisce sicuro quando il suo corretto 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 finire in uno stato di allerta che non presenta né violazioni dei limiti operativi fissati nel Codice di rete né disalimentazione del carico.

La condizione sopra descritta può essere garantita, oltre alla normale attività di esercizio e mantenimento della rete, attraverso un corretto potenziamento degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi, come riportato, a titolo di esempio, in Figura 97.

Sempre al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza di esercizio, sono previste, nell'ambito del Piano di Sviluppo, una serie di attività volte alla rimozione dei vincoli di esercizio in caso di manutenzione su elettrodotti esistenti, caratterizzati dalla presenza di:

- 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 98);
- elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide (Figura 99).

Figura 98 Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
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	Soluzione allo studio	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 400 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 400 kV Mese	127-P
	Ardenno-Zogno	132	Soluzione allo studio	n.a.
Venezia	Scorzè-Malcontenta	220	Razionalizzazione 400 kV fra 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 area Modena	323-P
Roma	Fano-Montelabate	132	Anello AT Riccione-Rimini	319-P
	Villanova-Ortona	150	Elettrodotto 150 kV Portocannone-S.Salvo ZI e nuovo smistamento	405-P
Cagliari	Area Nord Est compresa tra le linee: Viddalba-Tergu, Codrongianos-Tula, Codrongianos-Chilivani e Taloro-Nuoro 2	150	Elettrodotto 150 kV "SE S.Teresa – Buddusò e Potenziamento rete AT in Gallura	707- P

Figura 99 Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
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 AT tra La Casella e Castelnuovo	108-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 400 kV Udine Ovest – Redipuglia	246-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
Roma	der. S.Lucia di Mentana	150	Potenziamento AT tra Terni e Roma	409-P
	der. Unicem	150	Potenziamento AT tra Terni e Roma	409-P
	Chiusi – Pietrafitta – der. Vetrerie Piegaresi	132	Razionalizzazione Rete AT Umbria	421-P
	Acquoria-Arci-der. Tralleborg	150	Soluzione allo studio	n.a.
	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 (ME)	614-P

Sempre nell'ambito di un processo volto a garantire un continuo miglioramento della sicurezza e continuità dei servizi di trasmissione, anche a fronte di un processo di cambiamento climatico che potrebbe rendere più frequente il verificarsi di condizioni ambientali estreme, l'Italia ha elaborato un Piano nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici Strategia Nazionale di Adattamento attuazione alla Strategia nazionale di adattamento ai cambiamenti

climatici (Snac), approvata con decreto direttoriale n. 86 del 16 giugno 2015..

Tra le diverse aree d'azione della strategia, il settore energetico ha rilevanza prioritaria; basti pensare solo che l'aumento in frequenza degli eventi estremi, le variazioni della disponibilità dell'acqua e l'innalzamento termico hanno importanti effetti sia sulla produzione (sia da fonti tradizionali sia da rinnovabili), sia sulla trasmissione dai centri di produzione verso quelli di carico.

Anche il comportamento della rete elettrica, quindi, può subire impatti associabili ai cambiamenti climatici, con il verificarsi di condizioni di esercizio critiche per lo stesso sistema nazionale, ad esempio:

- periodi di lunga siccità possono avere conseguenze sulla rete a causa ad esempio di un aumento del deposito di inquinanti sugli isolatori, con aumento della probabilità di scarica superficiale;
- alluvioni e venti forti rappresentano altri fenomeni che possono aumentare guasti sulle linee elettriche, provocando collassi dei sostegni o cedimenti strutturali;
- il fenomeno della "neve umida" (*wet-snow*) sta interessando sempre più le linee della rete elettrica e rappresenta un fattore di rischio per la sicurezza del sistema in quanto può portare alla formazione di sovraccarichi meccanici elevati e conseguenti black-out nella fornitura elettrica.

Con la deliberazione 653/2015/eel/r, quindi è stato previsto che Terna elabori un Piano di Lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Tale Piano di Lavoro deve contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni.

In particolare, i temi esaminati nel Piano di Lavoro per la Resilienza sono ad esempio:

- bonifica delle reti di trasmissione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà;
- potenziamento della magliatura della rete di trasmissione;
- componentistica di rete;
- potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione.

Il Piano di Lavoro tiene conto anche degli interventi inclusi nel Piano di Sviluppo della rete. predisposto ai sensi del DM del 20 aprile 2005 e s.m.i. e del D. lgs. 93/11 e in modo coordinato con le imprese distributrici.

A tal fine nel presente Piano di sviluppo si propone una prima serie di interventi (atti a ridurre tempi di "Ripristino", intesi come la capacità del gestore di rete di rialimentare quanto più velocemente possibile gli utenti disalimentati a seguito del manifestarsi di un evento severo (ad esempio: forte nevicata o esondazione); tali interventi si basano sostanzialmente sull'istallazione di dispositivi controllati da remoto, in particolare presso impianti che non godono di soluzioni di connessione ad oggi ottimali (Figura 100).

Al fine sempre di incrementare la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione nonché consentire azioni che riducano i tempi di ripristino del servizio in caso di necessità, sono previste una serie di interventi, quali:

- adeguamento di stazioni esistenti con congiuntori sbarre, di cui alla figura 93)
- installazione di sezionatori motorizzati lungo linea, di cui alla figura 94)

Ulteriore elemento oggetto di attento monitoraggio da parte dello stesso gestore di rete è la qualità del servizio. Questa, a sua volta, può essere definita in relazione al livello di continuità garantita (misurata a livello di pianificazione come rischio di energia non fornita), ma anche attraverso una serie di caratteristiche descritte nello stesso Codice di rete e di seguito riportate:

- variazione di frequenza e tensione;
- buchi di tensione;
- distorsione armonica, fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker).

In merito all'esigenza di assicurare la sicurezza di esercizio e migliorare il livello di qualità del servizio Terna ha perseguito nel corso degli ultimi anni un piano di rifasamento.

Infatti, 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.

Figura 100 Dispositivi di sezionamento automatizzato

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
Dispositivi di sezionamento automatizzato

Area Territoriale	Impianto interessato	Tipologia	Tensione (kV)	Codice intervento
Torino	Deltacogne	Utente	132	718P
Torino	Duferdofin	Utente	132	718P
Torino	Ars.Marina Militare	Utente	132	718P
Torino	GNL Panigalia	Utente	132	718P
Torino	Plastipack	Utente	132	718P
Torino	Ocava	Utente	132	7P
Torino	COLACEM	Utente	132	718P
Torino	Acc. Metalfar Erba	Utente	132	718P
Torino	Signayes	Utente	132	23P
Torino	Praoil Ponte Pietra a Pollein	Utente	132	23P
Torino	Comital	Utente	132	718P
Milano	Acciaierie CALVISANO	Utente	132	719P
Milano	Frati	Utente	132	719P
Milano	Sia	Utente	132	719P
Milano	Comabbio holcim	Utente	132	719P
Milano	Whirlpool	Utente	132	719P
Milano	ORI martin	Utente	132	114P
Milano	I.R.O.	Utente	132	116P
Milano	Valsabbia	Utente	132	116P
Padova	Marostica	Cabina Primaria	132	247P
Padova	Campolongo	Cabina Primaria	132	215P
Padova	S.Benedetto	Utente	132	206P
Padova	Sesto al Raghena	Cabina Primaria	132	213P
Padova	Costalunga	Cabina Primaria	132	247P
Padova	Tregnago	Cabina Primaria	132	247P
Firenze	Cartiera Castelnuovo	Utente	132	344P
Firenze	Castelnuovo Garfagnana	Cabina Primaria	132	344P
Firenze	Fabbriche	Cabina Primaria	132	344P
Firenze	Grizzana RT	Cabina Primaria	132	342P
Firenze	Roncobilaccio	Cabina Primaria	132	302P
Firenze	Firenzuola	Cabina Primaria	132	302P
Firenze	Vaiano RT (2)	Ultente	132	302P
Roma	Acea Orte	Utente	132	720P
Napoli	Pozzuoli	Cabina Primaria	60	721P
Napoli	Cava dei Tirreni	Cabina Primaria	60	721P
Napoli	Cava dei Tirreni RFI	Utente	60	721P
Napoli	Acquedotto S. Marino	Utente	60	721P
Napoli	AQP Camastra	Utente	150	721P
Napoli	Acquedotto S. Felice	Utente	60	721P
Napoli	Laminazione sottile	Utente	60	721P

Inoltre, 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. Ne segue che, anche in fase di pianificazione della rete, si rende necessario verificare se, nelle situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - massima e minima domanda nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene, di norma, condotta con riferimento allo scenario di breve periodo (3 anni), in quanto:

Figura 102 Adeguamento stazioni con congiuntori sbarre

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
Adeguamento stazioni con congiuntori sbarre

Area Territoriale	Impianto interessato	Tipologia	Tensione (kV)	Codice intervento
Padova	Spinea RT	Utente	132	248P
Padova	Verona RT	Utente	132	248P
Padova	Bolzano RT	Utente	132	248P
Padova	Conegliano RT	Utente	132	248P
Firenze	Grosseto RT	Utente	132	347P
Firenze	Chiusi RT	Utente	132	347P

Figura 101 Installazione sezionatori motorizzati per incremento flessibilità di esercizio

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
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 kV	720P
Roma	Porto S. Elpidio – Colmarino	Magliatura RTN	132 kV	720P
Roma	Rosara – Porto D'Ascoli	Magliatura RTN	132 kV	720P
Roma	S.Omero – Alba Adriatica	Magliatura RTN	132 kV	720P
Roma	Giulianova – Roseto	Magliatura RTN	132 kV	720P
Roma	Ortona – Lanciano	Magliatura RTN	150 kV	720P
Roma	Lanciano – Vasto	Magliatura RTN	150 kV	720P
Roma	Montorio – Candia cd Rosara, Abbadia	Magliatura RTN	220 kV	720P
Napoli	S. Valentino – Salerno N	Magliatura RTN	60 kV	721P
Napoli	Tusciano – Salerno Nord	Magliatura RTN	60 kV	721P
Napoli	Salerno Nord – Nocera	Magliatura RTN	60 kV	721P

- in tale contesto risulta possibile individuare con sufficiente confidenza la struttura del sistema di produzione e trasmissione di riferimento;
- per l'installazione degli eventuali condensatori/reattori, sono richiesti tempi mediamente contenuti.

Il piano ottimale di installazione dei nuovi condensatori (batterie da 54 MVAr) prevede l'inserimento della nuova potenza reattiva sul livello di tensione 150 o 132 kV nei quattro impianti riportati in Figura 103. E' inoltre prevista la sostituzione dell'esistente condensatore da 25 MVAr presso la stazione di Fulgatore (TP) con uno di taglia 54 MVAr (Figura 103).

La necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo (reattori) al fine di migliorare la gestione del sistema AAT, è correlata anche ai problemi di sicurezza del sistema elettrico che si sono evidenziati nel corso degli ultimi anni.

Infatti, nelle ore di basso fabbisogno di energia elettrica, le tensioni sulla rete AAT tendono a raggiungere valori molto elevati a causa del limitato impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno è

possibile arrivare ad azioni di apertura di alcune linee (riduzione del normale livello di magliatura della rete) con conseguente diminuzione dei margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico oppure attraverso un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Come risposta alle problematiche di esercizio esposte è in programma l'installazione di nuovi banchi di reattanze connesse al livello di tensione 400 e 220 kV (Figura 104).

In aggiunta, si segnala che ulteriori reattanze sono previste in correlazione con la realizzazione di nuovi elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, funzionali alla compensazione del prelievo di reattivo degli stessi cavi. Tra questi si segnalano in particolare i dispositivi da installare presso le stazioni AT di Portoferraio e Torre C.

I notevoli benefici in termini di incremento dei livelli di sicurezza e stabilità del sistema elettrico associati alle soluzioni pianificate sono stati confermati (anche in termini di dislocazione e di priorità d'intervento) da simulazioni e analisi di rete effettuate su ricostruzione di eventi di esercizio e su scenari di breve – medio periodo. In particolare si è rilevato che, in seguito all'installazione prevista di nuova potenza induttiva sulla RTN, anche nelle condizioni di minima richiesta annua le tensioni si manterranno al di sotto della soglia massima consentita dal Codice di Rete con un sufficiente margine di sicurezza.

Sono di seguito elencati gli indici monitorati nelle analisi:

- numero di ore di ripetitività dell'evento di superamento della tensione rispetto alla soglia di allarme;
- efficacia dell'iniezione di reattivo sui nodi limitrofi;
- volumi di energia movimentati sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per regolare le tensioni;
- effetto combinato delle installazioni rispetto alla esigenze delle direttrici di riaccensione/rialimentazione previste nel Piano di riaccensione.

In tal senso, la priorità d'installazione di ciascun dispositivo, è individuata tenendo conto anche degli scenari di generazione rinnovabile, di carico e di mercato nonché del livello di criticità dei nodi presso i quali è prevista l'installazione della stessa.

Figura 103 Installazione nuovi condensatori (batterie da 54 MVAr)

Driver di Piano: Qualità, Sicurezza e Resilienza
Installazione nuovi condensatori (batterie da 54 MVAr)

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
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 Collesalvetti		●						

Figura 104 Installazione nuovi reattori - livello di tensione 400 e 220 kV

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
Installazione nuovi reattori – livello di tensione 400 e 220 kV

Reattore	Tensione (kV)	Potenza (MVAr)	Scala di Priorità
Turbigo	400 kV	258 MVAr	Media
Glorenza	220 kV	100 MVAr	Alta/Media
Pianezza	220 kV	70 MVAr	Media
Tirano	220 kV	100 MVAr	Media

Nella Figura 104 è riportato l'elenco dei reattori identificati in ordine di priorità di installazione.

Infine, la penetrazione della generazione rinnovabile accompagnata da un progressivo decommissioning del parco termico tradizionale avvenuto negli ultimi anni e che porterà secondo lo scenario della Strategia Elettrica Nazionale (SEN) al 2030 alla copertura del 55% di carico da parte di FER (60 GW di solare e 18 GW di eolico) impatta sulla disponibilità di risorse (inerzia) per la gestione del servizio di riserva primaria che rappresenta un fattore di rischio nella gestione del sistema elettrico.

L'inerzia esprime la capacità delle masse rotanti dei generatori connessi di immagazzinare e cedere energia cinetica derivante dagli squilibri sulla rete , convertendola in una variazione della propria velocità di rotazione, con un conseguente effetto stabilizzante sulla dinamica del sistema elettrico.

L'inerzia di sistema, ovvero l'insieme delle masse rotanti elettricamente connesse e sincrone alla rete, è progressivamente diminuita a fronte di una progressiva riduzione del parco termico convenzionale e a fronte di un progressivo incremento penetrazione delle generazione distribuita.

In alcuni periodi dell'anno di basso fabbisogno ed elevata produzione rinnovabile, i margini di regolazione sono sensibilmente ridotti, talvolta non sufficienti, generando, in linea di principio, la necessità di approvvigionare maggiori risorse di rete sul sistema.

Ad oggi le tecnologie adottate per gli impianti eolici e fotovoltaici, mostrano una ridotta sensibilità, rispetto alla generazione termoelettrica tradizionale, alle variazioni di frequenza della rete, determinando a parità di carico elettrico ed a parità di disturbo di frequenza, una diminuzione dell'inerzia complessiva del sistema elettrico, con un conseguente indebolimento in occasione di perturbazioni di rete.

Inoltre, una riposta più rapida alla regolazione primaria di frequenza ha come effetto una riduzione della sovra-elongazione del transitorio di frequenza; l'effetto sull'assestamento del transitorio è determinato dai tempi di attuazione della regolazione di frequenza dei generatori più lenti tradizionali dotati di inerzia naturale[25].

In tale contesto risulta fondamentale inquadrare la tematica inerzia considerando il nuovo parco di generazione negli scenari di medio e lungo termine, analizzando i requisiti tecnici allo studio.

Una delle tematiche da analizzare è l'inerzia sintetica, ovvero la capacità di ricreare l'effetto dell'inerzia meccanica attraverso una rapidissima variazione della potenza elettrica, eventualmente a scapito dell'energia cinetica, proporzionale alla derivata di frequenza.

A questo proposito, ENTSO-E all'interno dei "*Network code on requirements for grid connection of generators*" definisce l'inerzia sintetica o virtuale come lo strumento fornito da un "Power Park Module" (unità o insieme di unità di generazione non sincrone, connesse

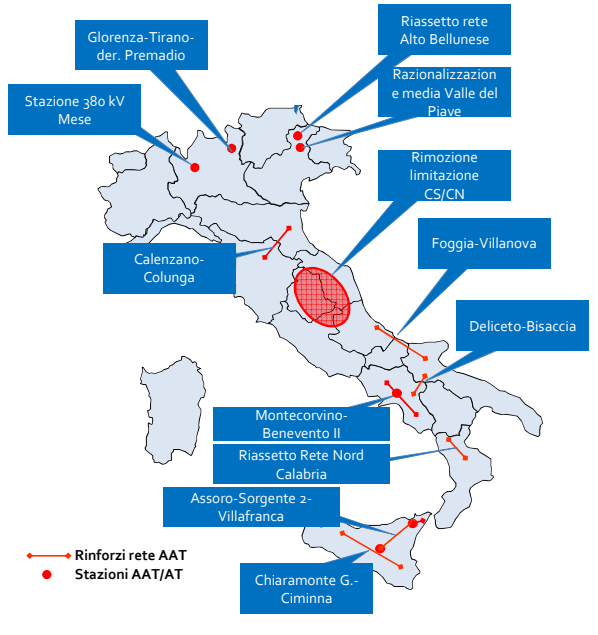
[25] Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications, Haitham Abu-Rub, Mariusz Malinowski, Kamal Al-Haddad

direttamente alla rete o attraverso l'elettronica di potenza e che presentano un singolo punto di connessione con la rete di trasmissione) per replicare l'effetto inerziale di un sistema di generazione sincrono rotante, con un prestabilito livello di performance. In particolare, il concetto di inerzia sintetica del Power Park Module può essere esteso a sistemi di generazione distribuita, sistemi di accumulo e HVDC.

La generazione distribuita (eolica e fotovoltaica), opportunamente dotata di inerzia sintetica può in maniera parziale ottemperare a una diminuzione di inerzia meccanica del sistema. Difatti, l'eventuale implementazione dell'inerzia sintetica, porterebbe a effetti significativi in regolazione primaria intervenendo sulla riduzione del picco di frequenza, esaurito il quale è necessario il contributo all'inerzia di altri dispositivi.

I sistemi di accumulo elettrochimico sono dotati di elevata flessibilità di utilizzo. Infatti, oltre al servizio di regolazione primaria della frequenza, possono essere dotati di un servizio d'inerzia in grado di contenere gli scostamenti di frequenza durante il transitorio. L'alta rapidità di variazione della potenza attiva generata e assorbita dal sistema di accumulo rende questi dispositivi estremamente vantaggiosi in molti scenari di rete cosa che non era possibile con le centrali di produzione.

Figura 105 Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da fonte rinnovabile (FER) sulla rete AAT



Per quanto riguarda i sistemi HVDC, essi potrebbero fornire inerzia sintetica in risposta alle variazioni di frequenza attraverso l'iniezione o il prelievo di potenza elettrica dalla rete in alternata limitando la velocità di variazione della frequenza. Gli effetti e le potenzialità di questi sistemi, nella fornitura di questi servizi, sono in fase di studio da parte di diversi TSO europei.

Gli scenari di riferimento di medio e lungo termine impongono una riflessione sulla necessità di valutare l'inerzia del sistema elettrico tenendo conto dell'inerzia sintetica quale strumento complementare all'inerzia meccanica che può essere fornita da centrali tradizionali e da nuovi sistemi di pompaggio.

4.3. De-carbonizzazione

4.3.1. Infrastrutture di rete per la produzione da fonte rinnovabile

Recependo la direttiva 2009/28/CE, il D.Lgs 93/11 ha previsto che nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale sia inclusa un'apposita sezione volta a definire gli interventi preventivi necessari per il pieno utilizzo dell'energia proveniente dalla produzione di impianti da fonti rinnovabili. Di seguito si riporta una sintesi delle azioni di sviluppo definite nel presente Piano al fine di favorire la piena integrazione della produzione da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale.

Tutti gli interventi sono descritti in questo volume e nel documento "Avanzamento Piani Precedenti", che riportano, rispettivamente, il dettaglio dei nuovi interventi e lo stato di avanzamento di quelli già pianificati.

4.3.1.1. 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 portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 400 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 – 132 kV.

In Figura 105 si riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete 400 kV, mentre Figura 106 presenta una lista dei principali interventi su rete primaria.

Le aree di sviluppo sulla rete di trasmissione riguardano molte delle regioni italiane e prevedono principalmente nuove stazioni di raccolta e trasformazione 400/150 kV, nuove stazioni di smistamento 150 – 132 kV, potenziamenti di porzioni di rete e riassetti locali spesso correlati all'inserimento sulla rete primaria delle nuove stazioni di raccolta.

Nelle figure seguenti sono schematicamente rappresentate le principali aree di intervento che interessano la rete AT suddivise per macroaree del sistema elettrico italiano.

Il Meridione è l'area geografica con il maggior potenziale dal punto di vista dell'installazione di nuova capacità rinnovabile prevalentemente eolica e fotovoltaica, con una capacità installata che si prevede destinata a crescere ulteriormente nei prossimi anni.

Con l'obiettivo di garantire il pieno sfruttamento della generazione da Fonte Rinnovabile (FER), sono stati pianificati alcuni sviluppi sulla rete AT (Figura 107).

Figura 106 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione primaria 400-220 kV

Driver di Piano

De-carbonizzazione
Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione primaria 400-220 kV

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
127-P	Nord	Stazione 400 kV Mese	●			●				●
106-P	Nord	Elettrodotto 220 kV Glorenza-Tirano-der. Premadio	●			●				●
222-P	Nord-Est	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	●	●		●		●		●
216-P	Nord-Est	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	●	●		●		●		●
302-P	Centro-Nord	Elettrodotto 400 kV Calenzano Colunga	●	●		●		●	●	●
432-P	Centro-Sud/ Centro-Nord	Rimozione limitazioni trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	●	●		●				●
402-P	Centro-Sud/ Sud	Elettrodotto 400 kV Foggia-Villanova	●	●		●				●
506-P	Sud	Elettrodotto 400 kV Montecorvino–Avellino– Benevento II	●	●		●				●
505-P	Sud	Elettrodotto 400 kV Deliceto – Bisaccia	●			●				●
509-P	Sud	Riassetto Rete Nord Calabria	●	●		●				●
602-P/604-P	Sicilia	Sviluppo rete primaria 400-220 kV in Sicilia	●	●		●				●

Figura 107 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sud)

Driver di Piano: De-carbonizzazione
Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT

Codice Intervento	Area	Intervento/Opera	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
518-P	Sud	Sviluppi su rete AT lungo le direttrici 150 kV tra le stazioni di Benevento e Montecorvino	●			●				
519-P	Sud	Sviluppi su rete AT lungo le direttrici 150 kV tra Foggia, Deliceto e Andria	●			●				
519-P	Sud	Sviluppi su rete AT esistenti - zone che riguardano il Salento, area circostante le stazioni 400 kV di Bari O., Brindisi Sud e Matera	●	●						
519-P	Sud	Sviluppi su rete AT per raccolta produzione rinnovabile in Puglia (Foggia-Manfredonia)	●			●				
519-P	Sud	Sviluppi su rete AT per raccolta produzione rinnovabile in Puglia (Foggia-S.Giovanni Rotondo)	●	●						
519-P	Sud	Sviluppi su rete AT per raccolta produzione rinnovabile in Puglia (Andria-Spinazzola-Minervino-Lamalunga)	●			●				
519-P	Sud	Sviluppi su rete AT tra Puglia e Molise	●	●						
520-P	Sud	Sviluppo su rete AT per la raccolta di produzione FER in Basilicata	●	●		●				
521-P	Sud	Sviluppi su rete AT lungo la direttrice 150 kV "Catanzaro–Soverato–Feroleto"	●	●		●				
521-P	Sud	Sviluppi su rete AT lungo la direttrice 150 kV "Catanzaro–Scandale"	●			●				
521-P	Sud	Sviluppi su rete 150 kV tra le stazioni di Maida e Feroleto	●			●				
521-P	Sud	Sviluppi su rete AT - linee in uscita da Rossano verso la Basilicata e verso Scandale	●	●						
521-P	Sud	Sviluppi su rete AT per raccolta produzione rinnovabile in Calabria (Rossano-Acri)	●							

In Sicilia è previsto il superamento delle limitazioni di trasporto mediante interventi puntuali di rimozioni di componeti di rete limitanti e/o degradati per vetustà, su vaste porzioni della rete AT, in particolare afferenti alle direttrici "Favara – Gela", "Melilli – Caltanissetta", "Ciminna – Caltanissetta" e "Caltanissetta – Sorgente" (Figura 109).

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 108).

Nel Centro Italia sono previsti i riassetti della rete 132 kV tra Borgonovo, Salsominore e Borgotaro e nell'area tra le stazioni elettriche di Pian della Speranza, Tavarnuzze e Larderello interessata da una realtà importante di produzione di energia da fonte geotermica utilizzata sia in copertura della richiesta locale sia in immissione alla rete AAT (Figura 110).

Figura 108 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sardegna)

Driver di Piano: De-carbonizzazione
Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
707-P	Sardegna	Elettrodotto "S.Teresa – Tempio – Buddusò"	●	●						●
708-P	Sardegna	Elettrodotto "Selargius – Goni"	●	●						

Figura 109 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sicilia)

Driver di Piano: De-carbonizzazione
Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT

Codice Intervento	Area	Intervento/Opera	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
618-P	Sicilia	Sviluppi su rete AT per superamento limitazioni di trasporto su porzioni rete AT afferenti alla direttrice "Favara-Gela"	●	●						
618-P	Sicilia	Sviluppi su rete AT per superamento limitazioni di trasporto su porzioni rete AT afferenti alla direttrice "Melilli-Caltanissetta"	●	●						
618-P	Sicilia	Sviluppi su rete AT per superamento limitazioni di trasporto su porzioni rete AT afferenti alla direttrice "Ciminna-Caltanissetta"	●	●						
618-P	Sicilia	Sviluppi su rete AT per superamento limitazioni di trasporto su porzioni rete AT afferenti alla direttrice "Caltanissetta-Sorgente"	●	●						

Figura 110 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Centro e Centro-Nord)

Driver di Piano: De-carbonizzazione
Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
310-P	Centro-Nord	Riassetto rete 132 kV tra Borgonovo, Salsominore e Borgotaro	●	●				●		
313-P	Centro-Nord	Riassetto rete 132 kV nell'area tra le SE di Pian della Speranza, Tavarnuzze e Larderello	●	●				●		
411-P	Centro	Potenziamento rete AT tra Lazio e Abruzzo	●	●				●		

Figura 111 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Nord e Nord-Ovest)

Driver di Piano: De-carbonizzazione
Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
215-P	Nord-Est	Riassetto rete 220 e 132 kV nell'Alto Bellunese	●	●		●	●	●		
13-P	Nord-Ovest	Ripotenziamento porzione rete AT tra Novara e Biella	●	●						
6-P	Nord-Ovest	Razionalizzazione rete 220/132 kV Provincia di Torino		●						

Si prevede inoltre di potenziare la rete AT tra Lazio e Abruzzo che sarà destinata alla raccolta ed evacuazione della produzione rinnovabile verso i centri di carico del Lazio e dell'area metropolitana di Roma.

Infine, nel Nord del Paese, gli interventi previsti sono volti a migliorare l'utilizzo locale della produzione idroelettrica. In particolare, nell'area dell'alto Triveneto sono previsti interventi riguardanti essenzialmente il riassetto della rete 220 e 132 kV nell'alto bellunese (Figura 111)

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, che permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti (Figura 111).

4.3.2. Integrazione RES - impianti di pompaggio idroelettrico

Gli impianti di pompaggio, oltre a favorire lo sviluppo delle fonti intermittenti attraverso l'assorbimento dell'energia elettrica prodotta durante le ore solari o ad

elevata ventosità e la produzione nelle ore successive, forniscono un importante contributo all'adeguatezza del sistema. Infatti, questi possono essere gestiti in modo tale da garantire la piena disponibilità degli invasi e quindi la massima capacità di potenza disponibile nelle ore di punta del carico (massima potenza in condizione di piena disponibilità degli invasi).

La rilevanza dello sviluppo degli impianti di pompaggio idroelettrico è stata evidenziata, ad esempio, in seguito alla necessità nel 2017 di fare ricorso a misure transitorie e straordinarie[26] per far fronte alle criticità attese in termini di adeguatezza. Queste erano legate, da un lato, al fermo di alcuni impianti nucleari in Francia, che hanno determinato una riduzione delle importazioni nette in Italia, e dall'altro a temperature inferiori alla media in tutta l'Europa centrale. In tale contesto, i sistemi di accumulo idroelettrico si sono rivelati strumenti fondamentali per l'esercizio della Rete fornendo nelle ore di punta del carico la massima capacità produttiva disponibile, assicurata dall'esercizio di tali impianti in fase di pompaggio nelle ore a basso carico, in modo tale da riempirne gli invasi a monte.

Come evidenziato successivamente, la crescita attesa delle fonti intermittenti richiede lo sviluppo di capacità di stoccaggio per almeno 5 GW, in grado di accumulare produzione intermittente, con capacità di accumulo fino a 7-8 ore al giorno.

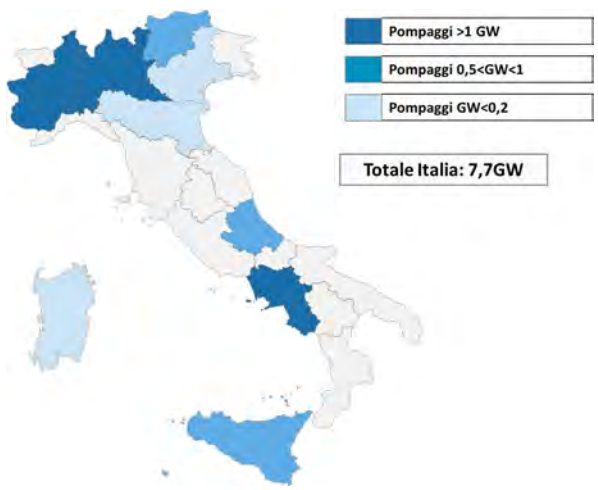
Questa capacità, in particolare se localizzata nelle aree dove ad oggi risulta maggiormente carente, ovvero al Sud e nelle Isole, contribuirebbe a garantire la copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva in particolare nelle ore di più alto carico, fornendo al tempo stesso servizi pregiati, in virtù dell'elevata flessibilità di questi impianti, legata alla capacità di modificare in tempi rapidissimi produzione e assorbimento, e alle elevate capacità di regolazione di frequenza e di tensione.

I pompaggi idroelettrici rappresentano oggi il sistema di storage a più larga diffusione; i sistemi di storage idroelettrico sono sistemi di grande valore per l'esercizio del Sistema Elettrico essendo in grado di fornire servizi pregiati di flessibilità in ragione delle loro caratteristiche tecniche, quali l'elevata velocità di risposta rispetto ad improvvise e repentine variazioni di potenza sul sistema elettrico stesso.

In tal senso, il ruolo dei pompaggi può agevolare l'integrazione delle FER. Da un lato offrendo servizi di tipo "energy intensive" consentendo una traslazione temporale della produzione rinnovabile generata in ore di eccesso di offerta ed utilizzata in ore di maggiore domanda (cd. load-shifting), dall'altro offrendo servizi di tipo "power intensive" per smussare picchi di potenza immessa dalle rinnovabili o fornire un contributo a fronte di minor produzione, per finalità di equilibrio del Sistema.

In Italia infatti la capacità installata di accumulo da pompaggio idroelettrico è pari a circa 7,7 GW, di cui quasi 5,1 GW (ca. il 70%) concentrati nel Nord Italia, in particolare lungo l'arco alpino (Lombardia e Piemonte) (Figura 112). Al fine di un utilizzo ottimale di tali

Figura 112 Distribuzione sistemi di pompaggio in Italia (2015)



impianti, la cui proprietà è interamente affidata ad operatori di settore la gestione a cura del getsore della rete di trasmissione in forza di contratti di servizio

Il territorio Italiano, date le caratteristiche geomorfologiche, presenta importanti bacini idrografici in tutte le regioni Italiane. Il Registro Italiano Dighe, in particolare, censisce le dighe di competenza statale di grandi dimensioni, ovvero con altezza di sbarramento almeno pari a 15 m e/o volume di invaso almeno pari a 1 milione di metri cubi.

[26] A titolo puramente esemplificativo, tra le misure attivate si citano la riattivazione di alcuni impianti per i quali era stata richiesta la messa in conservazione, il rinvio di attività di manutenzione, l'approvvigionamento di ulteriori risorse di interrompibilità nelle zone Nord e Centro-Nord.

Tali importanti bacini idrografici, alcuni dei quali asserviti al Servizio Idrico Integrato (SII), potrebbero essere convertiti in impianti di pompaggio idroelettrico attraverso opportuni interventi di adeguamento.

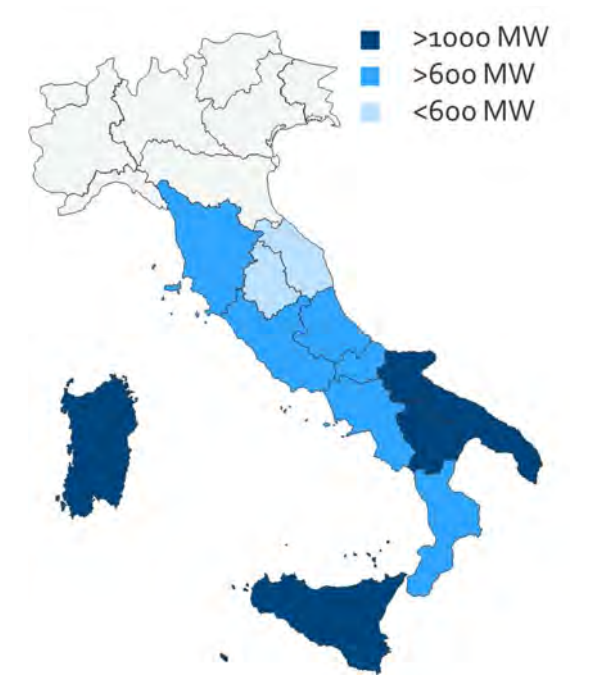
Molti dei bacini asserviti al SII risultano oggi sotto-utilizzati a causa di limitazioni nei parametri di esercizio per il progressivo deterioramento delle condizioni di sicurezza dovute al ritardo o alla mancanza di investimenti.

Tali bacini, tipicamente asserviti al ciclo idrico per l'approvvigionamento di acqua per usi civili, irrigui e industriali, potrebbero venire integrati da impianti di pompaggio per l'utilizzo delle capacità residue, ad esempio attraverso la creazione di una vasca a monte dell'invaso esistente, in modo tale da non interferire con gli usi in atto, oppure attraverso il collegamento tramite una condotta di due invasi esistenti, in tal caso rendendosi necessaria una gestione integrata dei bacini con altri gestori.

Sistemi di accumulo aggiuntivo, per una capacità pari a 5000 MW, sono localizzati nelle zone di mercato Sud (2000 MW), Centro Sud (2000 MW), Sicilia (1000 MW).

In particolare, con riferimento agli impianti di pompaggio, sulla base di uno studio ISMES 2010, sono state identificate le potenzialità nelle aree sopra citate e rappresentate nella Figura 113.

Figura 113 Potenziale di accumulo di energia tramite nuovi impianti elettrici a pompaggio



4.4. MARKET EFFICIENCY

Il mutato contesto del sistema elettrico rispetto al passato per la presenza più massiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita, la riduzione della domanda, la minor incidenza di risorse programmabili e la difficoltà a reperire risorse che forniscano servizi di rete, rendono necessario rivedere la regolazione del dispacciamento affinché nel nuovo contesto sia possibile reperire le risorse necessarie in modo efficiente e trasparente. A tal fine l'ARERA sta innovando la regolazione del dispacciamento affrontando contestualmente una serie di tematiche tra loro strettamente correlate (quali: revisione degli sbilanciamenti, apertura al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, Capacity Market, revisione delle tempistiche del mercato infragiornaliero) compatibilmente con l'evoluzione dei regolamenti europei di prossima approvazione.

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

Figura 115 Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali

Driver di Piano

Market Efficiency
Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
302-P	Centro-Nord	Elettrodotto 400 kV "Calenzano – Colunga"	●	●		●		●	●	●
432-P	Centro-Nord/ Centro-Sud	Interventi di rimozione limitazioni Centro Sud – Centro Nord	●	●		●				●
402-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 400 kV "Foggia – Villanova"	●	●		●				●
505-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 400 kV "Deliceto – Bisaccia"	●			●				●
506-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 400 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	●	●		●				●
509-P	Sud	Riassetto rete nord Calabria	●	●		●				●
603-P	Sicilia	Elettrodotto 400 kV "Paternò – Priolo"	●	●		●				
723-P	Centro-Sud/ Sicilia/ Sardegna	Interventi per incremento capacità di scambio tra Continente-Sicilia e Sardegna	●			●				●

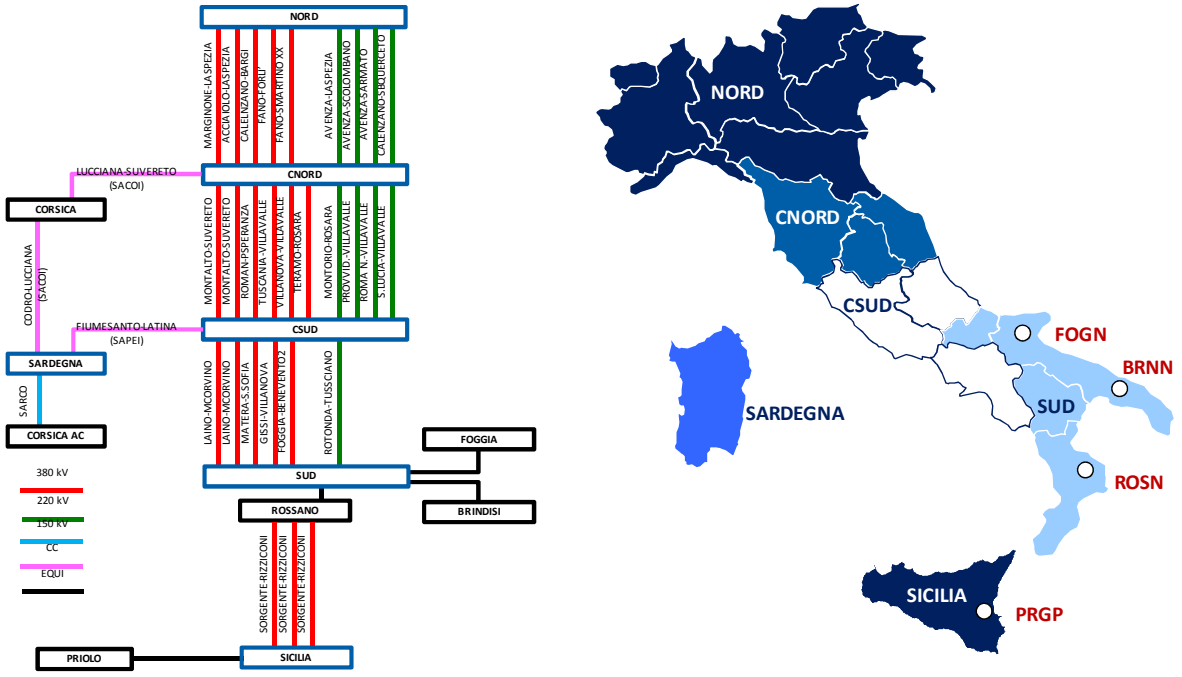
4.4.1. Interventi per la riduzione delle congestioni

4.4.1.1. 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 2.9.2), è prevista la realizzazione di alcuni interventi ai fini dello sviluppo della capacità di scambio interzonale (Figura 115).

Figura 114 Struttura zonale anno 2017



La sezione **Nord-Centro Nord**, a seconda delle situazioni di disponibilità della capacità produttiva efficiente e/o di strategia di offerta di tale capacità in MGP, risulta congestionata nella direzione da Nord a Centro Nord o viceversa, nonostante le minori congestioni nel 2017. Si conferma un andamento crescente della rendita da congestione su tale sezione che conferma la necessità di rinforzare la sezione con la realizzazione dell'elettrodotto 400 kV "Calenzano-Colunga" (302-P).

La sezione **Centro Nord-Centro Sud** ha registrato negli anni 2015, 2016 e 2017 congestioni tendenzialmente in aumento. Un numero significativo di ore di congestione si conferma nel medio/lungo termine in conseguenza soprattutto del rilassamento dei vincoli di rete sulle sezioni di mercato adiacenti (es. Sud-Centro Sud) e della disponibilità nel sistema elettrico nazionale di capacità produttiva efficiente, anche rinnovabile, e/o di capacità alla frontiera Sud Est Europa. 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-N), - quest'ultimo rinforzo pianificato come una nuova esigenza nel Piano di Sviluppo 2018: tali interventi rispondono *in primis* a soddisfare la necessità di adeguatezza del sistema.

La sezione **Centro Sud-Sud**, anche per effetto dell'entrata in servizio degli interventi di sviluppo tra Sicilia e Continente, 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 sulla sezione e ridurre la rendita di congestione sulla sezione, ancora significativa, è prevista la realizzazione dei progetti:

- 400 kV "Foggia-Villanova" (402-P) e 400 kV "Deliceto-Bisaccia" (505-P), anche funzionali a ridurre i vincoli dei poli di produzione Foggia e Brindisi ed a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al Sud;
- 400 kV "Montecorvino-Avellino-Benevento" (506-P) anche funzionale a ridurre i vincoli del polo di produzione di Rossano, oltre che a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;

La sezione Rossano-Sud è interessata dalla realizzazione del "Riassetto rete Nord Calabria" (509-P) che contribuisce alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria.

Il significativo incremento della rendita da congestione sulla sezione Sicilia – Continente, nonostante la riduzione delle relative ore di congestione, evidenzia la necessità di effettuare ulteriori approfondimenti per valutare un'ottimizzazione dei limiti di transito.

Inoltre, è prevista la realizzazione dell'elettrodotto 400 kV "Paternò - Priolo" (603-P) funzionale alla riduzione dei vincoli del polo di produzione di Priolo.

Infine, in considerazione di ulteriori scenari stabiliti a livello nazionale (SEN), è stata programmata una realizzazione per rinforzare la capacità di scambio tra Continente – Sicilia e Sardegna (723-N).

4.4.1.2. 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 nelle zone di mercato con la finalità di favorire la produzione della capacità produttiva efficiente e rendere disponibili maggiori risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento (Figura 116).

Dall'analisi dei segnali provenienti dai mercati per il servizio di dispacciamento (cfr. paragrafo 2.9.3), emerge una sempre maggior necessità 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 rimozioni limitazioni rete 400 kV area Nord-Ovest (8 – P).

Nell'area Nord è stato pianificato un nuovo elettrodotto 400 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 400 kV fra Venezia e Padova (203 – P) al fine di migliorare la sicurezza di esercizio, la flessibilità e l'economicità del servizio della rete veneta.

Nella regione Sicilia è prevista la realizzazione dell'elettrodotto 400 kV "Chiaramonte 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.

4.4.2. 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 vantaggiosi per l'utenza nazionale.

Figura 116 Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali

Driver di Piano: Market Efficiency – Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
8-P	Nord-Ovest	Rimozioni limitazioni rete 400 kV area Nord-Ovest		●	●	●				●
104-P	Nord	Elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia		●		●				●
203-P	Nord-Est	Razionalizzazione 400 kV fra Venezia e Padova		●		●				
602-P/604-P	Sicilia	Sviluppo rete primaria 400-220 kV in Sicilia	●	●		●				●

In particolare, dall'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri (cfr. paragrafo 2.9) e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa (Figura 117):

- la frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), a fronte di un differenziale di prezzo che, in base alle previsioni attualmente disponibili, tenderà a mantenersi elevato;
- la frontiera con il Sud Est Europa (SEE) dove si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva in aumento nel medio-lungo periodo, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud – Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area.

In aggiunta a ciò, occorre anche considerare (Figura 117):

- 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 finanziati da clienti finali (titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW) ammessi a partecipare alle gare di selezione per il finanziamento di linee di interconnessione individuate, realizzate ed esercite, su mandato, da Terna. Tale misura di legge porterà ad un incremento globale superiore ai 2.500 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, come da ultimo previsto dalla legge 22 marzo 2010, n. 41, di conversione del decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3;
- 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[27];
- 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.

A livello più ampio, in ambito Europeo, gli ultimi anni sono stati caratterizzati da uno stimolo sempre maggiore verso la liberalizzazione e la piena integrazione dei diversi mercati elettrici presenti, con l'obiettivo finale di costruire un unico mercato integrato dell'energia elettrica Europeo.

Il raggiungimento degli obiettivi dell'Energy Union si concretizza infatti anche attraverso uno sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche in Europa,

Figura 117 Sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero

Driver di Piano: Market Efficiency – Sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero

Intervento	Obiettivi Intervento							
	Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. 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)			●		●			●

[27] Al riguardo si rappresenta che in Italia le iniziative c.d. merchant tuttora in essere sono particolarmente numerose e che Terna non ha elementi sufficienti per stabilire anticipatamente quali progetti saranno effettivamente realizzati. Inoltre il tasso di successo delle iniziative nella realtà è relativamente esiguo (mediamente inferiore al 5% negli ultimi 10 anni).

che figurano tra le priorità dell'agenda energetica europea. Lo stesso Consiglio europeo dell'ottobre 2014 sollecitava entro il 2020 "la rapida attuazione di tutte le misure per conseguire l'obiettivo di realizzare l'interconnessione di almeno il 10% della capacità di produzione di energia elettrica installata per tutti gli Stati membri."

I potenziali benefici derivanti da un sistema energetico interconnesso prescindono un singolo obiettivo, ma trasversalmente contribuiscono al miglioramento complessivo del sistema elettrico (Figura 118).

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.

Benefici nella **sicurezza dell'approvvigionamento** 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.

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_2 e alla maggiore sicurezza dell'approvvigionamento. Pertanto, 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 attraverso** scambi dei servizi di bilanciamento del sistema, riduzione dei costi di generazione e/o opportunità di investimenti destinati alla generazione che si traducono in prezzi dell'energia elettrica più competitivi per imprese e famiglie.

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 Trasmission System Operators in ambito Internazionale*" di cui al

Figura 118 Opportunità e benefici derivanti dall'incremento della capacità di interconnessione

Capitolo 1, e riportate nel Piano di Sviluppo Europeo (TYNDP 2016, pubblicato lo scorso 20 Dicembre 2016).

E' noto che tra la pubblicazione del Piano di Sviluppo Europeo, pubblicato ogni due anni, e il Piano di Sviluppo nazionale la cui pubblicazione ai sensi della normativa vigente è annuale, come anche i diversi criteri di elaborazione dei due piani (si pensi a titolo non esaustivo alle *call* che periodicamente vengono indette da ENTSO-E per l'inclusione di progetti terzi nel TYNDP) determina dei lievi disallineamenti.

Al fine di garantire la massima trasparenza e soddisfare le disposizione di cui alla elaborazione dell'ARERA 627/2016 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).

E' opportuno, comunque, precisare che le valutazioni riportate nei seguenti paragrafi hanno la finalità di fornire un quadro di insieme il più completo possibile e

non includono considerazioni in merito a valutazione dell'*esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi*, attività di competenza del Ministero Sviluppo ai sensi del citato D.M. 21 Ottobre 2005.

4.4.2.1. Capacità di interconnessione attuale

Come evidenziato sopra, allo stato attuale la capacità d'interconnessione italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del Paese (Figura 120),

Figura 120 Interconnessioni esistenti

collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia.

Delle 25 linee di interconnessione suddivise tra i vari livelli di tensione, tre sono *Merchant line*, e più precisamente l'elettrodotto 400 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)[28] per l'anno 2017 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 119); tali valori sono valutati di concerto con i gestori di rete confinanti.

4.4.2.2. 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.

Figura 119 Capacità di scambio in import/export (2017)

Capacità di scambio in import

PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Lunedì - Sabato	Francia	3.150	2.995	2.700	2.470
	Svizzera	4.240	3.710	3.420	3.100
	Austria	315	295	270	255
	Slovenia	730	620	515	475
	Totale Frontiera Nord	8.435	7.620	6.905	6.300
	Grecia	500	500	500	500
Domenica	Francia	2995	2.995	2.470	2.470
	Svizzera	3710	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

Capacità di scambio in export

PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Lunedì - Sabato	Francia	995	1.160	870	1.055
	Svizzera	1.810	1.910	1.440	1.660
	Austria	100	145	80	100
	Slovenia	660	680	620	645
	Totale Frontiera Nord	3.565	3.895	3.010	3.460
	Grecia	500	500	500	500
Domenica	Francia	1160	1.160	1.055	1.055
	Svizzera	1910	1.910	1.660	1.660
	Austria	145	145	100	100
	Slovenia	680	680	645	645
	Totale Frontiera Nord	3.895	3.895	3.460	3.460
	Grecia	500	500	500	500

[28] Al netto della connessione in antenna di Malta (collegamento in corrente alternata della capacità di 250 MVA).

Nei seguenti paragrafi vengono forniti i dettagli e lo stato di avanzamento[29] delle principali opere di interconnessione che interessano le frontiere italiane.

4.4.2.2.1. Principali progetti di interconnessione pianificati e sviluppati da Terna

Come riportato nel capitolo 1, la Concessione dispone (art. 9) che, al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, la Concessionaria predisponga annualmente, un Piano di Sviluppo decennale, contenente le linee di sviluppo della RTN definite sulla base tra l'altro:

- 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.

Figura 121 Progetti di interconnessione pianificati da Terna

In adempimento ai propri obblighi di concessione Terna, ha sviluppato, nel corso degli anni passati una serie di opere d'interconnessione (Figura 121). Tra queste sono oggi in fase di realizzazione:

- il collegamento HVDC Piossasco-Grand'Ilé, 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'Ile, rispettivamente lato Italia e lato Francia;
- il collegamento HVDC Villanova-Tivat, autorizzato con Decreto N.239/EL - 189/148/2011 del 28/07/2011, l'opera prevede la realizzazione di un nuovo collegamento HVDC tra la fascia adriatica della penisola italiana ed il Montenegro, la cui capacità di trasporto sarà pari a 2X600 MW. In particolare si prevede la realizzazione di due nuove Stazioni di Conversione (SdC), rispettivamente nel Comune di Cepagatti (PE) e Kotor. I due terminali AC/DC di Cepagatti e di Kotor sono collegati attraverso due linee di polo a ±500 kVcc realizzate parte in cavo terrestre e in parte in cavo marino;
- il collegamento 132 kV Prati di Vizze/Brennero – Steinach, autorizzato dalla Provincia autonoma di Bolzano in data 10.11.2003, e comprensiva anche della SE Brennero autorizzata 25.02.2016, resasi funzionale anche per sinergia con il Distributore locale

Sono altresì inclusi nel Piano di Sviluppo della RTN ulteriori progetti di Interconnessione, per i quali è/sarà avviata la progettazione preliminare:

- rimozione delle limitazioni sull'attuale collegamento 220 kV tra Italia e Austria e un possibile sviluppo allo studio, che prevede un ulteriore corridoio di interconnessione tra i due paesi nel lungo termine;
- 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 un rilevante deficit della copertura del fabbisogno della Corsica e garantire adeguati livelli di adeguatezza, sicurezza e affidabilità della Sardegna;

[29] 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

- collegamento Italia – Tunisia, opera di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo che fornirà uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

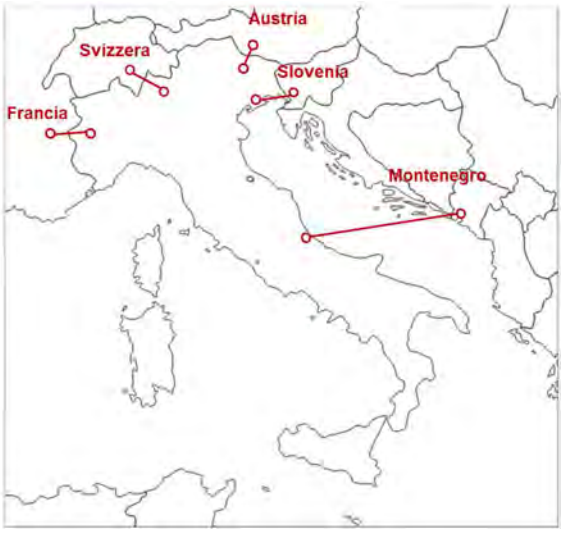
Per i dettagli di questi progetti, con particolare riferimento ai benefici che apporteranno al sistema elettrico italiano si rinvia alle schede di progetto incluse nel Rapporto "*Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti*".

4.4.2.2.2. 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 confinati, 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 122) sono:

Figura 122 Progetti di interconnessione ex legge 99/09 pianificari e sviluppati da Terna



- interconnessione HVDC Piossasco – Grand'Ilé (in sinergia con il collegamento pubblico di cui al precedente paragrafo);
- interconnessione HVDC Italia - Montenegro (quota parte della capacità del collegamento pubblico di cui al precedente paragrafo);
- interconnessione 400 kV Airolo (CH) – Pallanzeno (IT);
- 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 e dettagliati nel TYNDP 2016.

4.4.2.2.3. Principali progetti di interconnessione merchant line

In aggiunta ai progetti descritti nei precedenti paragrafi, si riportano di seguito i progetti di interconnessioni proposti da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica (Figura 123), 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:

Figura 123 Progetti di interconnessione merchant line

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 (cap.1 "Accesso alla Rete di Trasmissione Nazionale").

Figura 124 fornisce il dettaglio delle richieste attive di connessione dirette su impianti RTN, come da punto 2 dell'elenco di cui sopra.

Figura 124 Richieste di Merchant Lines pervenute su altro operatore

Elettrodotto	Livello di tensione	Verifica di compatibilità PdS	Gestore di riferimento
Austria – Paluzza SIOT (IT)	132 kV	✓	Distributore Locale
Dekani (SLO) – Zaule (IT)	110 – 132 kV	✓	Distributore Locale
Cesana (I) – Briancon (FR)	132 kV	✓	Distributore Locale

In Figura 125 viene invece riportato il dettaglio delle iniziative per le quali è attiva presso Terna una regolare pratica di connessione alla RTN; è bene precisare che, in particolare nell'area Nord Est del Paese, sono state proposte iniziative di tipo merchant line con soluzione di connessione su impianti del Distributore locale.

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, per la prima volta, 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 della delibera 627/2016, 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 (10-year network

Figura 125 Progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private - dettagli

Frontiera	Progetto	AC/DC	Tensione [kV]	Potenza [MVA]	Società richiedente	Schema di connessione	REGIONE
Italia-Albania	Brindisi-Babica	DC	400	500	MONCADA ENERGY GROUP SRL	In antenna alla stazione "Brindisi Sud"	PUGLIA
Italia-Albania	Manfredonia-Kallmet	DC	500	1000	BIOPOWER GREEN ENERGY SHPK	In antenna su nuova stazione in doppio entra-esce sulle linee 380 kV "Andria-Foggia" e "Bari Ovest-Foggia"	PUGLIA
Italia-Albania	Casamassima-Porto Romano	DC	500	500	ENEL PRODUZIONE SPA	In antenna alla nuova stazione da inserire in doppio entra-esce sulle linee 380 kV "Brindisi Sud-Andria" e "Brindisi-Bari Ovest"	PUGLIA
Italia-Austria	Somplago-Wurmlach	AC	220	300	ALPE ADRIA ENERGIA SPA	In antenna alla stazione "Somplago"	FRIULI
Italia-Austria	Prati di Vizze -Steinach	AC	132	80	MEMC SPA	In antenna alla nuova stazione da inserire in entra-esce sulla futura linea "Prati di Vizze-Steinach"	TRENTINO ALTO ADIGE
Italia-Croazia	Candia-Konjsko	DC	400	1100	ADRIA POWER LINK SRL	In doppia antenna alla stazione "Candia"	MARCHE
Italia-Malta	Ragusa-Magtab	AC	220	500	ENEMALTA PLC	In antenna alla stazione "Ragusa"	SICILIA
Italia-Slovenia	Redipuglia-Vrtojba	AC	110	150	ADRIA LINK	In antenna alla stazione "Redipuglia"	FRIULI
Italia-Svizzera	Verderio-sils	DC	400	1100	GREENCONNECTOR SRL	In antenna alla stazione "Verderio"	LOMBARDIA
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	AC	132	100	ENEL PRODUZIONE SPA	In antenna alla la stazione "Mese"	LOMBARDIA
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	AC	380	200	MERA	In antenna alla stazione "Mese", previa realizzazione della sezione a 380 kV	LOMBARDIA
Italia-Tunisia	Partanna-El Haouaria	AC	400	600	MONCADA ENERGY GROUP SRL	In antenna alla stazione "Partanna"	SICILIA
Italia-Tunisia	Montalto-Rejim Maatouq	DC	500	2000	NUR POWER ITALY SRL	In doppia antenna alla stazione "Montalto di Castro"	LAZIO

Figura 126 Sintesi esiti del processo di consultazione merchant line

Note: (1) Su un totale di 16 progetti totali tracciati da Terna; (2) Di cui 1 in fase di richiesta proroga autorizzazione

Figura 127 Impatto sulla RTN dei progetti di interconnessione

development plan) di ENTSO-E o di progetti di interesse comune possono comunicare un aggiornamento delle informazioni relative ai propri interventi".

Per tale motivo, la società 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 126 illustra gli esiti del processo di consultazione merchant line tramite una sintesi dei feedback raccolti.

4.4.2.3. Impatto sul sistema dell'incremento della capacità di interconnessione

Di seguito è descritto il potenziale impatto dei progetti d'interconnessione sopra descritti (Figura 127).

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 400 kV di Mese, la rimozione della derivazione rigida presso l'impianto 220 kV di Premadio e l'elettrodotti 400 kV "Cassano – Chiari, mentre per l'area Nord Est risulta prioritario il completamento dell'elettrodotto 400 kV "Udine Ovest- Redipuglia".

Sul versante Est, oggi risultano autorizzati diversi progetti, uno solo in realizzazione, "HVDC Villanova – Lastva", un addizionale progetto di interconnessione (laddove la rete nell'area dei Balcani lo consentisse) non può prescindere dagli interventi di sviluppo già pianificati quali: il raddoppio della dorsale Adriatica nonchè gli interventi già pianificati nell'area centro e sud per far fronte allo sviluppo di rinnovabile nell'area Sud.

Tali rinforzi, ai quali si aggiungono gli interventi nella regione Siciliana (elettrodotto 400 kV "Chiaramonte – Gulfi – Ciminna" e "Paternò – Pantano –Priolo") condizionano lo sviluppo di tali potenziali iniziative di interconnessione nell'area del Bacino Mediterraneo.

4.4.2.4. *Valutazione progetti di interconnessione*

Nel paragrafo precedente è descritto sinteticamente l'impatto potenziale dei futuri progetti d'interconnessione alla RTN.

Altro elemento importante 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 si redige 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 da Cost Benefit Analysis, approvata il 4 Febbraio 2015 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.

Fermo restando quanto sopra, si riporta una sintesi dei risultati dei progetti di interconnessione italiani valutati nel TYNDP 2016 di ENTSO-E[30] (Figura 128), al quale si rimanda per maggiori dettagli.

[30] http://tyndp.entsoe.eu/

Figura 128 Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016

Progetto di interconnessione	Codice identificativo (ENTSO-E TYNDP 2016)	Label PCI	Delta GTC (2020) [MW]	Delta GTC (2030) [MW]	Delta SEW [mil€/anno]	RES integration [GWh/anno]	Losses [GWh/anno]	CO2 emissions [kT/anno]
Italy - France	HVDC "Piossasco - Grand'Ile" (ID 55)	2.5.1	IT-FR: 1000 FR-IT: 1200	IT-FR: 1000 FR-IT: 1200	EP 2020: 90±10 2030 Vision 1: 40±20 2030 Vision 2: 90±30 2030 Vision 3: 30±10 2030 Vision 4: 40±10	EP 2020: <10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: 50±40 2030 Vision 4: 90±80	EP 2020: 225±25 2030 Vision 1: 225±25 2030 Vision 2: 375±37 2030 Vision 3: 250±25 2030 Vision 4: 125±25	EP 2020: 1600±120 2030 Vision 1: 800±400 2030 Vision 2: 1100±300 2030 Vision 3: -300±100 2030 Vision 4: -400±200
Italy - Austria	Lienz - Veneto Region (ID 63) Naudèrs - Glorenza (ID 614)	3.2.1 Lienz - Veneto Region 3.2.2 Lienz Obersiela		IT-AT: 1000 AT-IT: 1200	EP 2020: 2030 Vision 1: 30±10 2030 Vision 2: 30±20 2030 Vision 3: 20±20 2030 Vision 4: 20±10	EP 2020: 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: 70±60 2030 Vision 4: 30±20	EP 2020: 2030 Vision 1: 75±25 2030 Vision 2: 75±25 2030 Vision 3: -425±42 2030 Vision 4: -150±42	EP 2020: 2030 Vision 1: 600±200 2030 Vision 2: 400±200 2030 Vision 3: -100±100 2030 Vision 4: -300±200
Italy - Austria	Wurmlach - Somplago (ID 1380)		IT-AT: 150 AT-IT: 150	IT-AT: 150 AT-IT: 150	EP 2020: 30±10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: 10±10 2030 Vision 3: <10 2030 Vision 4: <10	EP 2020: <10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: 20±30 2030 Vision 4: 10±30	EP 2020: ±25 2030 Vision 1: -200±25 2030 Vision 2: ±25 2030 Vision 3: 25±25 2030 Vision 4: -25±25	EP 2020: 600±40 2030 Vision 1: 200±0 2030 Vision 2: 200±0 2030 Vision 3: ±100 2030 Vision 4: ±100
Italy - Montenegro	HVDC "Villanova - Lastva" (ID 70)	3.16.1	IT-ME: 1200 FR-ME: 1200	IT-ME: 1200 FR-ME: 1200	EP 2020: 130±20 2030 Vision 1: 140±50 2030 Vision 2: 150±50 2030 Vision 3: 140±40 2030 Vision 4: 60±40	EP 2020: 50±10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: 1650±400 2030 Vision 4: 350±190	EP 2020: 325±25 2030 Vision 1: 400±40 2030 Vision 2: 400±40 2030 Vision 3: 125±25 2030 Vision 4: -50±25	EP 2020: 1400±170 2030 Vision 1: 2800±1600 2030 Vision 2: 1400±500 2030 Vision 3: -600±500 2030 Vision 4: -600±200
Italy - Tunisia	HVDC Sicilyarea - Tunisia (ID 635)		IT-TU: 600 TU-IT: 600	IT-TU: 600 TU-IT: 600	EP 2020: 190±30 2030 Vision 1: 100±20 2030 Vision 2: 120±20 2030 Vision 3: 170±30 2030 Vision 4: 130±20	EP 2020: <10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: 890±180 2030 Vision 4: 260±50	EP 2020: 175±25 2030 Vision 1: 200±25 2030 Vision 2: 175±25 2030 Vision 3: 175±25 2030 Vision 4: 175±25	EP 2020: 700±100 2030 Vision 1: ±100 2030 Vision 2: 300±100 2030 Vision 3: -800±100 2030 Vision 4: -700±100
Italy - Tunisia	HVDC TuNur (ID 283)			IT-TU: 1000 TU-IT: 1000	EP 2020: 2030 Vision 1: 80±10 2030 Vision 2: 30±0 2030 Vision 3: 100±20 2030 Vision 4: 50±10	EP 2020: 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: 600±120 2030 Vision 4: 100±20	EP 2020: 2030 Vision 1: NA 2030 Vision 2: NA 2030 Vision 3: NA 2030 Vision 4: NA	EP 2020: 2030 Vision 1: 600±100 2030 Vision 2: ±100 2030 Vision 3: -400±100 2030 Vision 4: -200±30
Italy - Switzerland	S.Giacomo project (ID 642)	2.15.1 2.15.2	IT-CH: 600 CH-IT: 1000-1100	IT-CH: 750 CH-IT: 750	EP 2020: 40±10 2030 Vision 1: 10±10 2030 Vision 2: 30±20 2030 Vision 3: <10 2030 Vision 4: 10±10	EP 2020: <10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: <10 2030 Vision 4: 30±20	EP 2020: 50±25 2030 Vision 1: -25±25 2030 Vision 2: -25±25 2030 Vision 3: 25±25 2030 Vision 4: 25±25	EP 2020: 1000±70 2030 Vision 1: 300±100 2030 Vision 2: 400±300 2030 Vision 3: ±100 2030 Vision 4: -300±100
Italy - Switzerland	Mese-Castsegna (ID 250)		IT-CH: 100 CH-IT: 100	IT-CH: 100 CH-IT: 100	EP 2020: 20±10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: <10 2030 Vision 4: <10	EP 2020: <10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: <10 2030 Vision 4: 10±10	EP 2020: 50±25 2030 Vision 1: -25±25 2030 Vision 2: -25±25 2030 Vision 3: 25±25 2030 Vision 4: 25±25	EP 2020: 1000±70 2030 Vision 1: 300±100 2030 Vision 2: 400±300 2030 Vision 3: ±100 2030 Vision 4: -300±100
Italy - Switzerland	Greenconnector (ID 1014)		IT-CH: 800 CH-IT: 800-1200	IT-CH: 850 CH-IT: 850	EP 2020: 70±10 2030 Vision 1: 20±10 2030 Vision 2: 40±20 2030 Vision 3: 10±10 2030 Vision 4: 20±10	EP 2020: <10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: <10 2030 Vision 4: 10±10	EP 2020: 50±25 2030 Vision 1: -25±25 2030 Vision 2: -25±25 2030 Vision 3: 25±25 2030 Vision 4: 25±25	EP 2020: 1000±70 2030 Vision 1: 300±100 2030 Vision 2: 400±300 2030 Vision 3: ±100 2030 Vision 4: -300±100
Italy - Slovenia	New HVDC Italy and Slovenia (ID 616)	3.21	IT-SI: 800 SI-IT: 1000	IT-SI: 950 SI-IT: 950	EP 2020: 70±10 2030 Vision 1: 90±30 2030 Vision 2: 110±30 2030 Vision 3: 20±10 2030 Vision 4: 20±10	EP 2020: <10 2030 Vision 1: <10 2030 Vision 2: <10 2030 Vision 3: 30±30 2030 Vision 4: 60±50	EP 2020: -250±25 2030 Vision 1: -50±25 2030 Vision 2: -50±25 2030 Vision 3: ±25 2030 Vision 4: ±25	EP 2020: 1400±110 2030 Vision 1: 400±200 2030 Vision 2: 600±200 2030 Vision 3: -100±100 2030 Vision 4: -300±100

Figura 129 Principali interventi per l'incremento della sostenibilità

Driver di Piano: Sostenibilità

Area	Intervento	Obiettivi Intervento							
		Integraz. FER	Qualità Servizio	Intercon-nessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	SEN 2017
Nord-Ovest	Opere di razionalizzazione associate all'elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella		●						
Nord	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi		●						
Nord-Est	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	●	●		●		●		●
Nord-Est	Stazione 380 kV Volpago		●	●	●		●		
Nord-Est	Riassetto rete Alto Bellunese	●	●		●	●	●		
Nord-Est	Elettrodotto 132 kV Area Nord-Ovest di Padova		●			●			
Nord-Est	Razionalizzazioni associate all'elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia		●	●	●	●		●	●
Sud	Razionalizzazioni associate all'elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi	●			●				

4.5. SOSTENIBILITÀ

Come discusso nel paragrafo introduttivo relativo alla sostenibilità (cfr. paragrafo 1.5.), Terna favorirà il processo di transizione energetica 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.

Figura 129 presenta la lista dei principali interventi che sono stati pianificati al fine di favorire un impegno sempre crescente in questa direzione.

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 dell'impegno e del lavoro svolto, Terna è già oggi in grado di delineare alcuni principi del tutto innovativi:

- Le nuove linee che saranno realizzate in corrente continua, fatte salve alcune eccezioni, verranno di norma interrate;
- Le nuove linee in corrente alternata, la possibilità di interramento verrà valutata da Terna caso per caso tenendo conto di alcuni significativi parametri tecnici di riferimento.

Il più rilevante tra questi è il livello di tensione, che implica la possibilità di fare ricorso all'interramento in misura crescente al diminuire di tale grandezza. A fronte di questi riferimenti tecnici e delle relative implicazioni generali, le valutazioni e quindi la possibilità di interramento sono condizionate da altrettanto importanti 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,

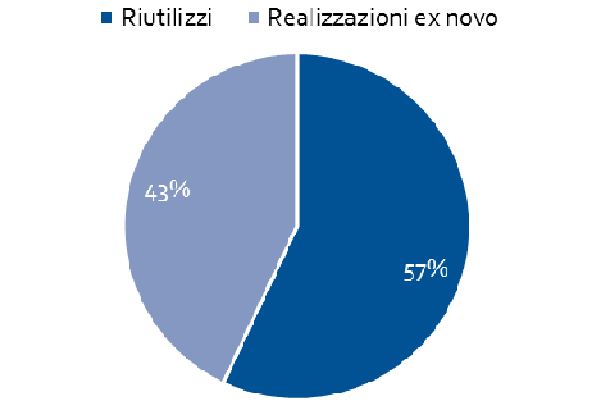
appunto, dei criteri prima accennati. A questo proposito, per esempio, una volta individuata la possibilità tecnica, si privilegerà l'interramento in aree ad alta intensità abitativa, ovvero interessate da specifici vincoli ambientali o paesaggistici (parchi naturali, oasi marittime, zone protette).

Riguardo alle linee esistenti, Terna sta studiando in modo approfondito i principi che guideranno il lavoro futuro sia sulle razionalizzazioni che sulle demolizioni, ciò al fine di perseguire, al massimo grado possibile, azioni che tendono a mitigare progressivamente la invasività complessiva, particolarmente in esito a nuovi sviluppi e razionalizzazioni. 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 all'utilizzo dei cavi interrati rispetto a soluzioni aeree, una visione cui anche l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente è orientata.

Il lavoro di Terna è proiettato verso sfide importanti, che prevedono 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.

Un altro principio che garantisce la sostenibilità ambientale del Piano risiede nella possibilità di

Figura 131 Linee aree e in cavo realizzate ex novo e oggetto di riutilizzo (% su km di realizzazione totali)



riutilizzare infrastrutture esistenti. Nel Pds 2018 è previsto infatti che sul totale dei km di linee realizzati, circa 57% consista in riutilizzi di corridoi infrastrutturali

Figura 130 Dettaglio delle nuove linee in cavo realizzate ex novo in cavo (e % su km totali – aereo/cavo - realizzati ex novo)

% linee in cavo su tot. km di linee realizzate ex novo	
Livello di Tensione	**%**
>380 kV	32%
380 kV	2%
220 kV	2%
≤150 kV	13%
Totale	**49%**

già esistenti, mentre il 43% sia realizzato ex novo (Figura 131). Per quanto concerne queste ultime, nel PdS è previsto che circa la metà sia costituito da linee in cavo (Figura 130).

4.6. Piano minimo di realizzazioni

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 2018, ad un periodo temporale che va dal 2018 al 2020.

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 132 sono riportate le opere di sviluppo incluse nel precedente piano minimo di realizzazioni riferito al triennio 2017-2019 e che sono state completate nel 2016 e nel 2017.

In Figura 133 sono invece rappresentati gli interventi e le opere la cui realizzazione è prevista nel triennio 2018-2020.

Figura 132 Opere del piano minimo di realizzazioni triennio 2017–2019 ultimate nel corso del 2017 (1/2)

Regione	Codice intervento	Codice di riferimento Dlb 579/17	Denominazione intervento	Denominazione opera	Entrata in esercizio/ ultimazione lavori
Campania	516-P	I-NPR1-2a	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Cavo 150kV Capri - Torre Centrale	27/06/2017
		I-NPR1-2b		Stazione 150 kV Capri	27/06/2017
		I-NPR1-2c		Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	27/06/2017
Lombardia	115-P	I-NPR1-3b	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV Ricevitrice Nord/Gadio	10/10/2017
Sicilia	608-P	I-NPR1-4a	Riassetto area metropolitana di Palermo	Ricostruzione stazione 150 kV Casuzze (nuova sez. 150 kV GIS)	2017
		I-NPR1-4c		Ulteriori raccordi 150 kV a SE Casuzze	2017
		I-NPR1-4d		Elettrodotto 150 kV Tommaso Natale-Pallavicino	28/12/2016
		I-NPR1-4e		Rimozione limitazioni capacità di trasporto su direttrici 150 kV Caracoli - Bagheria - Casuzze	17/11/2017 20/11/2017
		I-NPR1-4f		Rimozione limitazioni capacità di trasporto su direttrici 150 kV Bellolampo - Casuzze	2017
Friuli Venezia Giulia	207-P	I-NPR1-5a	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	28/07/2017 01/10/2017
		I-NPR1-5b		Stazione 380/220 kV Udine Sud	10/08/2017
		I-NPR1-5c		Interventi in stazione Redipuglia	01/10/2017
		I-NPR1-5d		Interventi in stazione Udine Ovest	28/07/2017
		I-NPR1-5e		Variante elettrodotto 220 kV Udine Sud - Acciaierie Bertoli Safau	11/08/2017
		I-NPR1-5f		Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	01/10/2017
Abruzzo-Molise-Puglia	402-P	I-NPR1-6a	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi	31/01/2016
		I-NPR1-6b		Stazione 380 kV Villanova	2017
		I-NPR1-6c		Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	31/01/2016
Sicilia	603-P	I-NPR1-7a	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Stazione 380 kV Melilli	29/04/2017
		I-NPR1-7b		Elettrodotto 380 kV "Melilli - Priolo"	29/04/2017
		I-NPR1-7c		Stazione Melilli - installazione reattore	29/04/2017
Lombardia	134-P	O-NPR1-1a	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica	Trasformazione in cavo interrato elettrodotto 220 kV Cedegolo – Taio nel tratto compreso tra Cedegolo e Sonico	04/07/2016
		O-NPR1-1b		Dismissione linea 132 kV Cedegolo – Sonico e trasformazione in cavo interrato direttrice 132 kV tra CP S. Fiorano, Cedegolo	28/05/2016 28/07/2016
Campania	504-P	O-NPR1-2d	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Collegamento in classe 150 kV Castellammare – Sorrento der Vico	06/09/2016
Campania	514-P	O-NPR1-3a	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Installazione reattore 220 kV SE Patria	06/07/2016
Veneto	227-P	O-NPR1-6a	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)	Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	22/12/2017 30/12/2017
		O-NPR1-6b		Rimozione limitazioni 132 kV Dolo – Dolo CP - Scorzè	06/02/2017

Opere del piano minimo di realizzazioni triennio 2017–2019 ultimate nel corso del 2017 (2/2)

Regione	Codice intervento	Codice di riferimento Dlb 579/17	Denominazione intervento	Denominazione opera	Entrata in esercizio/ ultimazione lavori
Sicilia	612-P	O-NPR1-7a	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Sost. cond. Viagrande - Giarre	06/03/2017
Toscana-Abruzzo-Marche	432-P	O-NPR1-8a	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord	Elettrodotto 132 kV CP Teramo - Cellino	2017
Campania-Puglia	502-P	O-NPR1-17a	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento	Cavi 150 kV lato Benevento II	12/02/2016 26/02/2016
Toscana	314-P	O-NPR1-18a	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Elettrodotto 132 kV Avenza-Massa Z.I.	13/04/2016
		O-NPR1-18b		SE Avenza	13/04/2016
Lazio	431-P	O-NPR1-19a	Installazione reattore SE Roma Sud	Installazione reattore SE Roma Sud	23/06/2016
Veneto	219-P	O-NPR1-20a	Potenziamento rete AT Vicenza	Nuovo elettrodotto 132 kV "Vicenza MV – Vicenza VP"	2017
		O-NPR1-20b		Raccordo linea 132 kV Sandrigo – Vicenza VP a Fusinieri SC e rimozione limitazioni	2017

Figura 133 Opere del piano minimo di realizzazioni triennio 2018–2020

Regione	Codice intervento	Codice di riferimento Dlb 579/17	Denominazione Intervento	Denominazione opera prevista	Stima valore a vita intera [M€]	Data attesa realizzazione opera
Campania	504-P	O-NPR1 - 2a	Riassetto penisola Sorrentina	Nuova SE 220/150 kV di Scafati	19,2	dic-19
		O-NPR1 - 2b		Raccordi 220 kV "S. Valentino – Torre"	0,5	dic-19
		O-NPR1 - 2c		Raccordi linea 150 kV Scafati – S. Giuseppe 2	0,3	dic-19
		O-NPR1 - 2e		Rimozione limitazioni sugli elettrodotti 220 kV Nocera-Salerno N. e Nocera-S.Valentino	3,4	giu-18
Calabria	509-P	O-NPR1-4a	Riassetto rete nord Calabria	Dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e adeguamento della sezione a 150 kV	20,6	giu-18
Lombardia	113-P	O-NPR1 - 5a	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Ampliamento della SE 220 kV Tavazzano	1,9	dic-19
		O-NPR1 - 5b		Raccordi 220 kV Raccordi 220kV in cavo nel comune di Tavazzano	1,4	dic-19
Lombardia	116-P	O-NPR1 - 9a	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Raccordi 220 kV Agnosine	3,5	dic-19
		O-NPR1 - 9b		SE 220 kV Agnosine	31,4	dic-19
		O-NPR1 - 9c		Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.)	0,3	dic-19
Veneto	203-P	O-NPR1-10a	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Elettrodotto 132 kV Fusina - Sacca Fisola	20,5	dic-19
		O-NPR1-10b		Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	37,9	dic-19
Veneto	224-P	O-NPR1-11a	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	Riclassamento a 132 kV della linea 60 kV "Schio – Arsiero"	16,6	dic-19
Puglia-Campania	505-P	O-NPR1 - 13a	S/E 380/150 kV per la produzione da fonte rinnovabile tra Foggia e Benevento	Ampliamento SE Bisaccia e installazione PST	17,5	dic-19
Piemonte	8-P	O-NPR1 - 14b	Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV "Vignole – Vado"	11,6	dic-19
Trentino Alto Adige	208-P	O-NPR1-15a	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizze (IT) – Steinach (AT)	Elettrodotto 132 kV Prati di Vizze - Brennero-Steinach	5,9	dic-19
		O-NPR1-15b		Nuova SE Brennero con PST 132/110 kV	22,8	dic-19
Sicilia	501-P	O-NPR1-16a	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	Cavo 150kV "Messina - Riviera - Villafranca"	5,9	dic-18
Campania	502-P	O-NPR1-17b	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento	Elettrodotto 380 kV Benevento II – Benevento III	19,8	dic-18
		O-NPR1-17c		Stazione 380/150 kV Benevento III	7,3	dic-18
		O-NPR1-17d		Raccordi in cavo 150 kV SE Benevento III	2,2	dic-18
		O-NPR1-17e		Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.)	2,0	dic-18
Piemonte	3-P	I-NPR1 - 1a	Interconnessione Italia-Francia (HVDC Piossasco - Grand'Ile)	Elettrodotto HVDC Piossasco - Grand'Ile (confine)	190,4	dic-19
		I-NPR1 - 1b		Stazione Conversione AC/DC Piossasco	98,9	dic-19
		I-NPR1 - 1c		Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	7,7	dic-19
Campania	516-P	O-NPR1 - 12a	Interconnessione isole Campane	Nuova S/E 150 kV Sorrento	15,6	dic-19
		O-NPR1 - 12b		Cavo 150 kV "Capri - Sorrento"	49,8	dic-19
		O-NPR1 - 12c		Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.)	1,0	dic-19
Lombardia	115-P	I-NPR1 - 3a	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV Porta Volta/P.ta Venezia	6,9	dic-19
		I-NPR1 - 3c		Realizzazione cavo 220 kV Ricevitrice Ovest/Gadio	9,4	dic-18
Sicilia	608-P	I-NPR1 - 4b	Riassetto area metropolitana di Palermo	Raccordi 150 kV a SE Casuzze "Casuzze - Mulini" e "Ciminna-Casuzze"	9,7	giu-18
				Raccordi alla SE 150 kV Casuzze el. 150 kV "Ciminna – Mulini"	4,0	giu-18
Sardegna	711-P		Riassetto rete AT area di Cagliari	Cavo 150 kV "Quartu - Quartucciu"	5,8	dic-20

5. NUOVI SVILUPPI

- Con particolare riferimento allo scenario SEN, anche ai fini dell'adeguatezza, si identifica come prioritario il nuovo collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna
- In tutti gli scenari analizzati risulta profittevole il collegamento HVDC tra le zone di mercato Centro-Sud e Centro-Nord
- Ulteriori interventi sono previsti al fine di raggiungere gli obiettivi di security of supply e resilienza per neve e ghiaccio

5.1. NUOVI INTERVENTI/MODIFICHE PREVISTI NEL PDS

HVDC Centro Sud / Centro Nord			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
436-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Abruzzo/Marche/Emilia Romagna	Centro Sud/Centro Nord
Descrizione intervento			
L'analisi delle congestioni sulla sezione critica di mercato Centro Sud – Centro Nord, attuali e previsionali, ha evidenziato l'esigenza di individuare ulteriori interventi di sviluppo atti a incrementare la capacità di scambio ed a favorire la penetrazione dell'energie rinnovabili ed efficienti presenti nel Sud per trasportarle in sicurezza verso le aree di maggior carico del Centro e del Nord. In particolare, sono già previsti, nel breve/medio periodo, interventi di sviluppo a supporto dell'incremento di capacità su tale sezione critica di rete (432-P) i quali tuttavia potrebbero non garantire la piena fruibilità dell'incremento di capacità previsto. Stante pertanto l'esigenza di intervenire ulteriormente sulla sezione critica nell'orizzonte di Piano, sarà realizzato un nuovo HVDC tra le zone di mercato Centro Sud e Centro Nord funzionale anche a garantire il perseguimento dei totali benefici attesi degli interventi già previsti. L'HVDC sarà connesso ai nodi elettrici di Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle) sulla base delle disponibilità dei nodi e dei siti più idonei per la realizzazione delle Stazioni di conversione; la potenza nominale del collegamento in corrente continua dovrà essere di almeno 1.000 MW. Inoltre, l'analisi degli scenari di sviluppo e la presenza di un parco produttivo in aree elettricamente distanti dal carico potrebbe determinare possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di stabilità della tensione/frequenza. La realizzazione del sistema HVDC, in sinergia con gli interventi già previsti sul sistema elettrico, consentirà di incrementare in sicurezza la capacità di trasporto sulle sezioni critiche di rete limitrofe e la stabilità della tensione e della frequenza in una porzione di rete particolarmente critica.			

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	**Sostenibilità**	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento		
Avvio attività	**Avvio cantieri**	**Completamento**
2020	2025	Lungo termine

Interdipendenze o correlazione	
Con altre opere	**Da accordi con terzi**
432-P	

Impatti territoriali			
Attività	**I22 [km]**	**I23 [km]**	**I24 [km]**
Realizzazione	221		10
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			
Avanzamento opere principali			

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
HVDC Villanova (o Villavalle) - Fano (o Porto Tolle)	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	
SE HVDC	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 1.115 M€ [31]	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2020, 2025, 2030		Scenario DG 2020, 2025, 2030	
	IUS	1,5	IUS	1,6	IUS	1,5	IUS	1,6
	VAN	671 M€	VAN	882 M€	VAN	671 M€	VAN	888 M€
Benefici Totali di sistema								

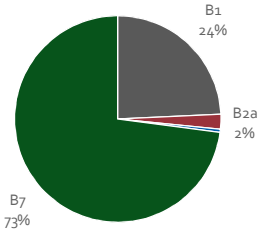
2020 - Best Estimation

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

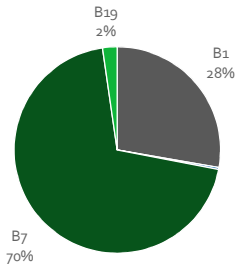
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	25
B2a - Riduzione Perdite	2
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	<1
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	74
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation

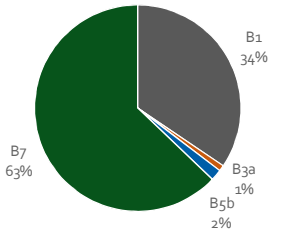
Monetari	Val. [M€]
B1	26
B2a	0
B3a	0
B4	0
B5b	<1
B6	0
B7	66
B13	0
B16	0
B18	0
B19	2



Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	1000	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

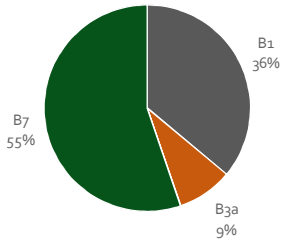
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	47
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	1
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	2
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	86
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari	Val. [M€]
B1	56
B2a	0
B3a	13
B4	0
B5b	<1
B6	0
B7	86
B13	0
B16	0
B18	0
B19	0



Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	1000	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

[31] Sono in corso studi di prefattibilità.

Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
723 - N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Campania/Sicilia/Sardegna	Centro-Sud/Sicilia/Sardegna

Descrizione intervento

Il progressivo piano di decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale, così come previsto dalla Strategia Energetica Nazionale, pone importanti problematiche nella futura gestione della rete sarda, che attualmente si caratterizza proprio per la presenza di un parco termico obsoleto e di due centrali alimentate a carbone; si rendono pertanto necessari nuovi interventi per il funzionamento in sicurezza dell'Isola.
La soluzione prospettata prevede un nuovo sviluppo della capacità di interconnessione dell'isola verso il Continente, che considerando la distribuzione del carico e la presenza di già due collegamenti in corrente continua al Nord dell'Isola, dovrà interessare l'area Sud della Sardegna.
Considerando quindi le esigenze elettriche summenzionate e la fattibilità dell'opera la soluzione preferibile è quella di un futuro collegamento HVDC fra Sardegna (SE Villasor) e Sicilia (SE Ciminna).
Tale collegamento comporterà la necessità di un incremento della capacità di scambio fra l'area Centro-Sud, o Sud, e la zona Sicilia, che sarà realizzata tramite un collegamento HVDC; l'effettivo punto di connessione al Continente (Zona Sud o Centro-Sud) è subordinata a verifiche tecnico-ambientali.
Il futuro collegamento HVDC tra Continente, Sicilia e Sardegna, consentirà, quindi, un incremento della capacità di scambio fra le zone insulari e il Continente a fronte di una sostanziale variazione della capacità di generazione prevista dalla Strategia Energetica Nazionale (incremento della capacità rinnovabile e phase-out del carbone.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	**Sostenibilità**	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri[32]	Completamento
2020	2025	Lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	882	50	39
Dismissione	-	-	-
Dismissione e Realizzazione	-	-	-

[32] Nell'eventualità di strumenti normativi straordinari di accelerazione dell'iter autorizzativo, la data può subire anticipazioni – nota valida per tutte le schede

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
SE HVDC Continente	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	
SE HVDC Sicilia	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	
SE HVDC Sardegna	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	
Collegamento Continente-Sicilia	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	
Collegamento Sicilia-Sardegna	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	
SE 380 kV Villasor	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	
SE 380 kV Continente	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 2.600 M€[33] (in corso studi di prefattibilità)	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	0,9	IUS	1,3	IUS	0,9	IUS	1,3
	VAN	-268 M€	VAN	810 M€	VAN	-268 M€	VAN	893 M€

[33] La stima del CAPEX potrebbe subire variazioni a causa di attività specifiche che potrebbero rendersi necessarie in relazione all'esito della survey marina.

Benefici Totali di sistema

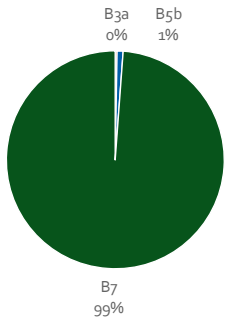
2020 - Best Estimation

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

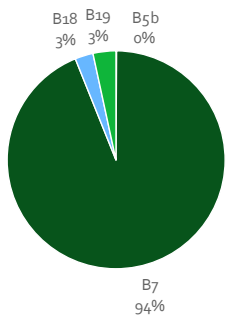
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	<1
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	1
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	145
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation

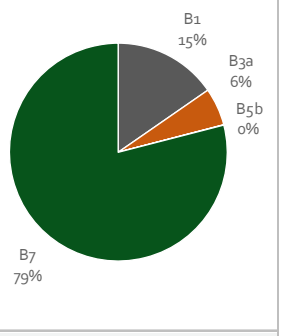
Monetari	Val. [M€]
B1	0
B2a	0
B3a	0
B4	0
B5b	<1
B6	0
B7	220
B13	0
B16	0
B18	6
B19	8



Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	1000	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

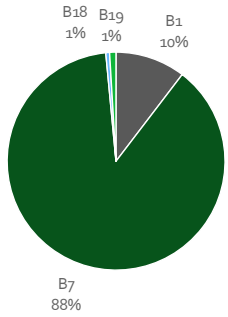
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	23
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	8
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	<1
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	118
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari	Val. [M€]
B1	23
B2a	0
B3a	0
B4	0
B5b	0
B6	0
B7	195
B13	0
B16	0
B18	1
B19	2



Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	1000	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Sintesi Sensitivity Analisi Costi Benefici[34]								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 2.600 M€ (in corso studi di prefattibilità)	Scenario SEN 2025, 2030				Scenario SEN 2025, 2030			
	IUS	3,7			IUS	3,7		
	VAN	6.952 M€			VAN	7.011 M€		

Benefici Totali di sistema

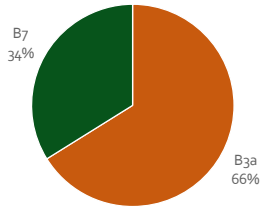
2020 - Best Estimation

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2b - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - SEN

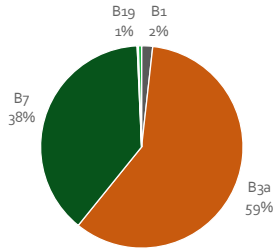
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2b - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	292
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	150
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2030 - SEN

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	12
B2b - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	385
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	251
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	1
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	3



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

[34] L'analisi di sesitivity è coerente con gli le assunzioni pubblicate nella SEN 2017.

Stazione 220 kV Villeneuve			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
158-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**[35]
2018		Valle d'Aosta	Nord

Descrizione intervento

Al fine di garantire maggiori margini di sicurezza per l'alimentazione del carico locale sarà installato presso la stazione a 220 kV di Villeneuve un secondo ATR 220/132 kV

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2020	2025

Impatti territoriali

Intervento relativo a sole aree di stazioni

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova trasformazione 220/132 kV Villeneuve	Fase 1		2020	2020	2025	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/5 M€

35 Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 132 kV Villadossola			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
159-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**[36]
2018		Piemonte	Nord

Descrizione intervento

Al fine di poter garantire maggiori margini di affidabilità e sicurezza sarà adeguata la stazione 132 kV di Villadossola.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2020	2025

Impatti territoriali

Intervento relativo a sole aree di stazioni

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento stazione 132 kV Villadossola	Fase 1		2020	2020	2025	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/5 M€

[36] Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Nuova interconnessione 132 kV "Nava – S. Dalmas"			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
160-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**[37]
2018		Liguria	Nord

Descrizione intervento

Al fine di ottimizzare l'utilizzo dell'esistente linea d'interconnessione 66 kV fra gli impianti di Nava (IT) e S.Dalmas (FR), e di migliorare nel contempo la qualità del servizio dell'area Ovest della Liguria, specie a fronte dei fenomeni di "neve-umida", sarà studiata, di concerto con il gestore di rete francese, il riclassamento e il potenziamento dello stessa linea.
Saranno contestualmente valutati gli interventi di adeguamento necessari presso lo stesso impianti di Nava, di proprietà del distributore, e gli elettrodotti a monte della stessa cabina primaria.
Successivamente, in una seconda fase, sarà esaminata la possibilità di utilizzo di dispositivi di regolazione dei flussi, che potranno garantire, in funzione anche della disponibilità della rete francese, un ulteriore incremento della capacità di scambio fra le due nazioni.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2025	Lungo Termine

Impatti territoriali

Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	11	6	
Dismissione	11	6	
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV "Nava – S. Dalmas"	Fase 1		2020	2025	Lungo Termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€

[37] Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 132 kV Novara Est			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
155-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**[38]
2018		Piemonte	Nord

Descrizione intervento

A seguito della possibile dismissione della stazione 132 kV di Novara est di proprietà di Edison, si rende necessaria la realizzazione di una nuova stazione 132 kV a cui saranno opportunamente raccordate le linee esistenti dell'area, al fine di mantenere adeguati i livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2025	Lungo termine

Impatti territoriali

Impatti non significativi

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
SE 132 kV Novara Est e raccordi 132 kV	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/5 M€

[38] Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Riassetto lago di Como			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
154-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**[39]
2018		Lombardia	Nord

Descrizione intervento

Al fine di ottenere una maggiore sinergia con la rete RFI e adeguare l'alimentazione dell'area sottesa dall'impianto di Lecco, sarà potenziato il tratto Lecco-Bulciago e realizzato collegamento tra gli impianti di Lecco RFI e Lecco CP. Successivamente sarà possibile una razionalizzazione consistente della rete 66 kV fra Delebio e Lecco.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2025	Lungo Termine

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	18	2	3
Dismissione	67	10	15
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Linea 132 kV Lecco-Bulciago	Fase 1		2020	2025	Lungo Termine	
Linea 132 kV Lecco CP – Lecco RFI	Fase 1		2020	2025	Lungo Termine	
Rete 66 kV Lecco-Delebbio	Fase 1		2020	2025	Lungo Termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/7 M€

39 Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Razionalizzazione rete 132 kV Cislago – Castellanza – Olgiate O.			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
156-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**[40]
2018		Lombardia	Nord

Descrizione intervento

Al fine di incrementare la qualità del servizio della rete sottesa dalla stazione di Cislago sarà prevista la rimozione delle limitazioni esistenti sul tratto dell'elettrodotto 132 kV Castellanza – Olgiate e contestualmente saranno eseguite attività volte al miglioramentio dell'esercizio degli schemi di rete attuali.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2025	Lungo Termine

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	2		1
Dismissione	2		1
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Linea 132 kV Castellanza - Olgiate	Fase 1		2020	2025	Lungo Termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/5 M€

[40] Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Interconnessione AT Dobbiaco - Austria			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
252-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Trentino Alto Adige	

Descrizione intervento

La frontiera con l'Austria si conferma fortemente limitata in conseguenza di una non adeguata capacità di trasmissione garantita oggi da due elettrodotti (220 kV e 132 kV). Nonostante gli interventi già previsti, si conferma l'esigenza di incrementare il livello di magliatura della Rete di Trasmissione Nazionale con la frontiera Austriaca con l'obiettivo di incrementare la capacità di trasporto e migliorare l'utilizzo di quella esistente.
È stato quindi ipotizzato, di concerto con il gestore di rete di trasmissione austrico (APG) di realizzare un nuovo collegamento transfrontaliero tra il nodo di Dobbiaco e il/i nodi di Sillian e Lienz. Ulteriori analisi consentiranno di definire gli opportuni sistemi di regolazione/trasformazione.
Il nuovo collegamento, in sinergia con gli altri sviluppi previsti nell'area, garantirà anche una terza via di alimentazione alla porzione di rete 132 kV, con evidenti vantaggi anche da un punto di vista della resilienza del sistema elettrico.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2025	lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi
215P	

Impatti territoriali

Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	**12**		
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo elettrodotto AT Dobbiaco – Sillian/Lienz	Fase1		2020	2025	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 55 M€	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	1	IUS	1,1	IUS	2,6	IUS	3,6
	VAN	2 M€	VAN	9 M€	VAN	111 M€	VAN	174 M€
Benefici Totali di sistema								

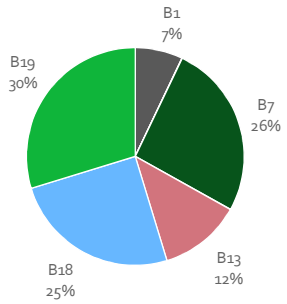
2020 - Best Estimation

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

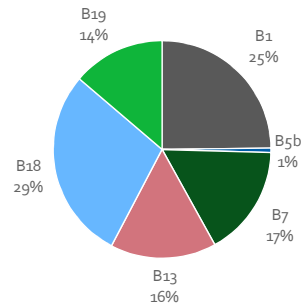
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	2
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	<1
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	6
B13 - Incremento Resilienza	3
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	6
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	7



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation

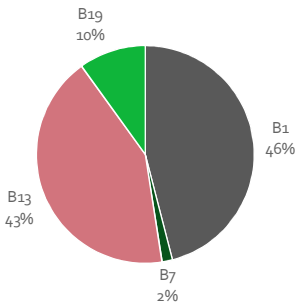
Monetari	Val. [M€]
B1	5
B2a	0
B3a	0
B4	0
B5b	<1
B6	0
B7	3
B13	3
B16	0
B18	5
B19	3



Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	80-160	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

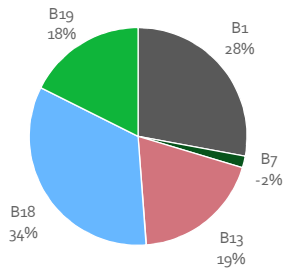
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	3
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	<1
B13 - Incremento Resilienza	3
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	1



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari	Val. [M€]
B1	4
B2a	0
B3a	0
B4	0
B5b	0
B6	0
B7	0
B13	3
B16	0
B18	5
B19	3



Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	80-160	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Sensitivity Analisi Costi Benefici[41]								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 55 M€	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	5,7	IUS	6,5	IUS	7,3	IUS	8,9
	VAN	321 M€	VAN	372 M€	VAN	430 M€	VAN	536 M€
Benefici Totali di sistema								

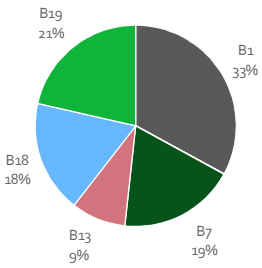
2020 - Best Estimation

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

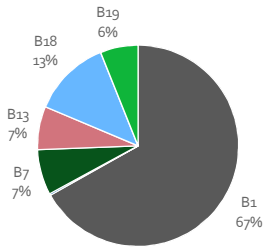
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	11
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	<1
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	6
B13 - Incremento Resilienza	3
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	6
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	7



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation

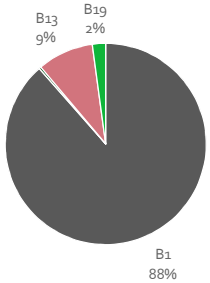
Monetari	Val. [M€]
B1	28
B2a	0
B3a	0
B4	0
B5b	<1
B6	0
B7	3
B13	3
B16	0
B18	5
B19	3



Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	80-160	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

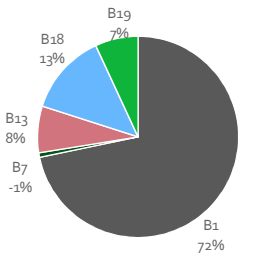
Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	28
B2a - Riduzione Perdite	0
B3a- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	<1
B13 - Incremento Resilienza	3
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	1



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari	Val. [M€]
B1	27
B2a	0
B3a	0
B4	0
B5b	0
B6	0
B7	0
B13	3
B16	0
B18	5
B19	3



Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	80-160	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

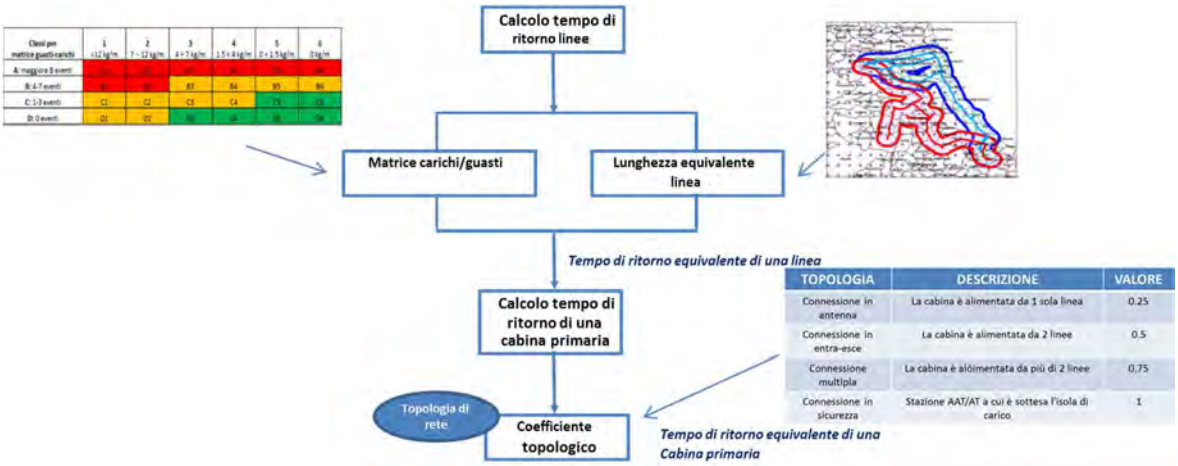
[41] L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera ARERA 627/2016/R/EEL art. 12.5).

Beneficio Incremento Resilienza

L'analisi della resilienza è basata sull'analisi dei tempi di ritorno delle linee per le quali si ritiene necessario intervenire per garantire un adeguato standard. Peraltro, l'incremento della resilienza è stimato determinando un Indice di Rischio (IRI) di disalimentazione degli Utenti di una rete elettrica.

Indice di Rischio (IRI) = NUD/TR
dove:

- TR è il tempo di ritorno equivalente della cabina primaria ovvero la probabilità che la stessa sia disalimentata a causa del fuori servizio delle linee elettriche direttamente connesse ad essa o di qualunque altra linea, appartenente alla porzione limitrofa di rete (isola di esercizio), che potrebbe determinare la disalimentazione delle utenze sottese alla Cabina stessa
- l'entità del danno è individuata come il numero di Utenti in bassa tensione disalimentati (NUD)



A) **Matrice guasti/carichi** è la matrice costruita sulla combinazione dei carichi di neve (RSE) e della frequenza di accadimento degli eventi.
B) **Lunghezza equivalente linea** rappresenta il rischio maggiore o minore di esposizione di una linea rispetto all'estensione geografica dei fenomeni meteorologic
C) Il TR delle cabine primarie è pesato con il coefficiente topologico che rappresenta il grado di affidabilità di una cabina primaria rispetto alla tipologia di connessione che la caratterizza

Cabine Primarie	IRI [utenti/anno]		Impatto atteso	Beneficio [M€]
	pre	post		
Dobbiaco[42]	1507	25	-98%	2,9
Il totale beneficio di incremento resilienza dell'intervento legato agli eventi neve e ghiaccio è di circa 2,9 M€/anno.				

[42] Dati provvisori dell'IRI e dell'impatto atteso

Stazione 132 kV Vipiteno			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
251-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Trentino Alto Adige	

Descrizione intervento

Con l'obiettivo di garantire adeguati margini di flessibilità e sicurezza di esercizio, soprattutto per impianti di rete significativamente magliati con funzione di smistamento, è previsto l'adeguamento e la ricostruzione in doppia sbarra dello smistamento 132 kV Vipiteno. L'intervento consentirà il miglior sfruttamento degli asset esistenti e l'integrazione con la Rete Srl (ex RFI).

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2021	2026	lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Interventi relativi alle sole aree di stazione

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 132 kV Vipiteno	Fase1		2021	2026	lungo termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 7 M€

Stazione 220/132 kV S.Floriano			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
249-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Trentino Alto Adige	

Descrizione intervento

L'attuale configurazione di rete non consente di avere adeguati margini di sicurezza di esercizio ed il pieno sfruttamento della produzione idroelettrica efficiente nell'area.
È necessario pertanto realizzare, nell'attuale stazione 220 kV S.Floriano, una nuova sezione 132 kV ed installare opportuna trasformazione 220/132 kV, connettendo opportunamente la sezione 132 kV alla rete AT locale ed alla Rete Srl (ex RFI).
L'intervento si configura in sinergia con gli interventi in corso di realizzazione (236P) e già pianificati (245P)

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2021	2026	lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi
236P e 245P	

Impatti territoriali

Impatti non significativi

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 220/132 kV S.Floriano	Fase1		2021	2026	lungo termine	
Riassetto rete AT	Fase1		2021	2026	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 15 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	3			IUS	3		
	VAN	37 M€			VAN	37 M€		

Benefici Totali di sistema

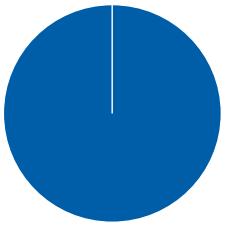
2020 - Best Estimation

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2b - Riduzione Perdite	0
B3b- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2b - Riduzione Perdite	0
B3b- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	2
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

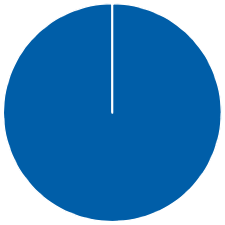
2025 - Distributed Generation

Monetari	Val. [M€]
B1	0
B2b	0
B3b	0
B4	0
B5b	0
B6	0
B7	0
B13	0
B16	0
B18	0
B19	0

Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2b - Riduzione Perdite	0
B3b- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	4
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari	Val. [M€]
B1	0
B2b	0
B3b	0
B4	0
B5b	0
B6	0
B7	0
B13	0
B16	0
B18	0
B19	0

Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Riassetto rete Caneva			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
250-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Veneto	

Descrizione intervento

Con l'obiettivo di garantire adeguati margini di flessibilità e sicurezza di esercizio, è previsto un riassetto rete AT tra gli impianti di Nove 71, Caneva e Cordignano, funzionale anche al superamento delle derivazioni rigide presenti.
In particolare è previsto un riassetto delle linee afferenti l'impianto Caneva di E-Produzione al fine di realizzare le direttrici 132 kV Budoia – Caneva – Cordignano, Nove 71 – Porcia e Castelletto Sacile RT.
Inoltre sono previsti:

- due brevi raccordi dell'elettrodotto 132 kV Sacile – Lancenigo – der. S.Polo di Piave alla sezione 132 kV della stazione 380/132 kV Cordignano;
- uno scrocio in corrispondenza dell'area di incrocio per ottenere gli elettrodotti 132 kV Porcia – Casarsa e Sacile RT – Villa Rinaldi.

L'intervento consente anche l'integrazione con la Rete Srl (ex RFI).

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2025	lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	2		
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Riassetto rete AT	Fase1		2020	2025	lungo termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 4 M€

Stazione 220/132 kV Padriciano			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
253-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Friuli Venezia Giulia	Nord

Descrizione intervento

La porzione di rete che alimenta l'area di Trieste è attualmente servita dalla sola stazione di trasformazione 220/132 kV Padriciano, peraltro funzionale a interconnettere la Rete di Trasmissione Nazionale con la Slovenia, dotata di due trasformazioni rispettivamente da 250 e 160 MVA. Con l'obiettivo di incrementare la capacità di trasformazione e garantire la piena fruibilità della stazione di trasformazione, incrementando la sicurezza di esercizio, è prevista la sostituzione dell'autotrasformatore da 160 MVA con uno da 250 MVA. Al contempo, si rendono necessari interventi di riassetto rete atti a garantire isole di esercizio pienamente funzionali a sfruttare le macchine 220/132 kV, valutando la possibilità di utilizzare/acquisire gli asset di terzi, incrementando così anche la resilienza di una porzione di rete particolarmente esposta a severi eventi atmosferici.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2021	2026	lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi
	dipendenza da accordi con altri gestori di rete ed altri titolari di asset AT

Impatti territoriali

Impatti non significativi

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Riassetto rete AT	Fase1		2021	2026	lungo termine	
Stazione 220/132 kV Padriciano	Fase1		2021	2026	lungo termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 11 M€

Stazione 220 kV Colorno			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
346-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Emilia Romagna	

Descrizione intervento

L'attuale configurazione di rete non consente di avere adeguati margini di sicurezza di esercizio e garantire la migliore gestione ad isole di esercizio, funzionali anche ad una integrazione con gli impianti ex RFI.
È necessario pertanto realizzare, nell'attuale stazione 220 kV Colorno, una nuova sezione 132 kV ed installare opportuna trasformazione 220/132 kV, connettendo la sezione 132 kV in entra-esce all'elettrodotto 132 kV S.Quirico – SPIP.
Inoltre, sono stati valutati opportuni interventi di riassetto rete AT funzionali a incrementare la magliatura con la rete ex RFI (doppia terna 132 kV Fiorenzuola AV – Beneceto AV/Parma FS – Villa Cadè FS) e garantire un miglior assetto ad isole di esercizio con l'obiettivo di incrementare la sicurezza, la resilienza e l'affidabilità di alimentazione degli impianti RFI.
Non si esclude la realizzazione di nuovi impianti o nuove connessioni agli impianti esistenti.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2021	2026	lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Impatti non significativi

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 220/132 kV Colorno	Fase1		2021	2026	lungo termine	
Riassetto rete AT	Fase1		2021	2026	lungo termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 9 M€

Stazione 380/132 kV Larderello			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
345-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Toscana	

Descrizione intervento

Con l'obiettivo di garantire la piena produzione del polo geotermoelettrico di Larderello e la flessibilità di esercizio in occasione di indisponibilità di rete, si rende necessario realizzare una nuova stazione 380/132 kV nell'area di Larderello. La stazione sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Poggio a Caiano – Suvereto, opportunamente raccordata alla rete 132 kV ed alla esistente stazione 132 kV Larderello con l'obiettivo di garantire un migliore esercizio dello smistamento 132 kV Larderello ed una integrazione con gli impianti Rete Srl (ex RFI).

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2025	lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	3		
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 380/132 kV Larderello	Fase1		2020	2025	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
0 M€/ 23 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	9,4			IUS	9,4		
	VAN	238 M€			VAN	238 M€		

Benefici Totali di sistema

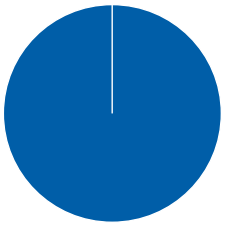
2020 - Best Estimation

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2b - Riduzione Perdite	0
B3b- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	0
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2b - Riduzione Perdite	0
B3b- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	12
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

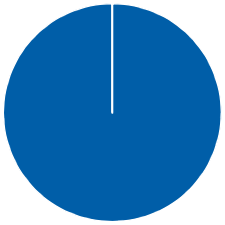
2025 - Distributed Generation

Monetari	Val. [M€]
B1	0
B2b	0
B3b	0
B4	0
B5b	0
B6	0
B7	0
B13	0
B16	0
B18	0
B19	0

Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari	Val. [M€]
B1 - SEW	0
B2b - Riduzione Perdite	0
B3b- Riduzione ENF	0
B4 - Costi evitati o differiti	0
B5b - Integrazione rinnovabil	18
B6 - Investimenti evitati	0
B7 - Costi evitati MSD	0
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differiti	0
B18 - Riduzione CO2	0
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0



Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari	Val. [M€]
B1	0
B2b	0
B3b	0
B4	0
B5b	0
B6	0
B7	0
B13	0
B16	0
B18	0
B19	0

Altri	Val.		Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Nuovo collegamento AT "SSE Carrito FS – CP Collarmele"			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
434-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Abruzzo	Centro Sud

Descrizione intervento

In considerazione degli eventi metereologici avversi che hanno interessato la rete compresa tra le Regioni Abruzzo e Lazio negli ultimi anni, al fine superare gli attuali rischi per la sicurezza di esercizio locale, le limitazioni della capacità di trasporto delle linee esistenti e nel contempo assicurare un miglior servizio ferroviario tra le regioni Abruzzo e Lazio, è prevista la realizzazione in un raccordo a 60 kV di magliatura della rete tra gli esistenti impianti di Carrito FS e CP Collarmele. Nel contempo sarà valutata la possibilità di installare un nuovo TR presso la CP del Distributore o in alternativa in una nuova Stazione 150/60 kV adiacente.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2019	2021	2023

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	93		4

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
El. 60 kV "Carrito FS – CP Collarmele"	Fase 1		2019	2021	2023	
TR 150/60 kV	Fase 1		2019	2021	2023	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/7 M€

Nuovo collegamento AT "SSE Carsoli FS - CP Carsoli"			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
435-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Abruzzo, Lazio	Centro Sud

Descrizione intervento

In considerazione degli eventi metereologici avversi che hanno interessato la rete compresa tra le Regioni Abruzzo e Lazio negli ultimi anni, al fine superare gli attuali rischi per la sicurezza di esercizio locale, le limitazioni della capacità di trasporto delle linee esistenti e nel contempo assicurare un miglior servizio ferroviario tra le regioni Abruzzo e Lazio, è prevista la realizzazione in un raccordo a 60 kV di magliatura della rete tra gli esistenti impianti di CP Carsoli e Carsoli FS, previo adeguamento di quest'ultimo. Nel contempo sarà valutata la possibilità di installare un nuovo TR presso la CP del Distributore o in alternativa in una nuova Stazione 150/60 kV adiacente.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2019	2021	2023

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	1		

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
El. 60 kV "Carsoli FS – CP Carsoli"	Fase 1		2019	2021	2023	
TR 150/60 kV	Fase 1		2019	2021	2023	
Adeguamento SSE Carsoli FS	Fase 1		2019	2021	2023	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/5 M€

Elettrodotto 220 kV Arenella – Colli Aminei			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
537-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Campania	Centro Sud

Descrizione intervento

Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Ad integrazione di quanto già in corso nell'ambito dell'intervento denominato "Riassetto rete a 220 kV città di Napoli" (codice 514–P) si prevede il potenziamento del collegamento 220 kV Arenella – Colli.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2019	2021	Lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi
514-P	

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	3	1	2
Dismissione	2	2	1
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Potenziamento el-220 kV Arenella – Colli A.	Fase 1		2019	2021	Lungo termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/8 M€

Stazione 380/150 kV Deliceto			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
538-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Puglia	Sud

Descrizione intervento

Al fine di consentire la piena integrazione della produzione da fonti rinnovabili in servizio e previsti nella zona compresa tra le Regioni Puglia e Campania e nell'area di Foggia, si prevede il rafforzamento delle trasformazioni della stazione 380/150 kV di Deliceto.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2019	2021	2023

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Intervento relativo a sole aree di stazione

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Potenziamento ATR 380/150 kV	Fase 1		2019	2021	2023	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€

Stazione 150 kV Tanagro			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
540-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Campania	Sud

Descrizione intervento

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili in servizio e previsti sulla direttrici 150 kV afferenti alla Stazione di Tanagro, è in programma la separazione funzionale della SE 150 kV dalla c.le idroelettrica e l'adeguamento della stessa stazione, rimuovendo nel contempo le limitazioni di esercizio della direttrice a 150 kV afferente all'impianto.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2021	Lungo termine	Lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Intervento relativo a sole aree di stazione

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento SE 150 kV	Fase 1		2021	Lungo termine	Lungo termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/6 M€

Stazione 150 kV Bussento			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
541-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Campania	Sud

Descrizione intervento

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili in servizio e previsti sulla direttrici 150 kV afferenti alla Stazione di Bussento, è in programma la separazione funzionale della SE 150 kV dalla c.le idroelettrica e l'adeguamento della stessa stazione, rimuovendo nel contempo le limitazioni di esercizio della direttrice a 150 kV afferente all'impianto.
Inoltre, al fine di realizzare migliori e adeguati livelli di qualità e sicurezza sulla porzione di rete in argomento, si prevede l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAr.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2021	Lungo termine	Lungo termine

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Intervento relativo a sole aree di stazione

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento SE 150 kV	Fase 1		2021	Lungo termine	Lungo termine	
Condensatore 54 MVAr	Fase 1		2021	Lungo termine	Lungo termine	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/6 M€

Stazione 380/150 kV Galatina			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
539-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Puglia	Sud

Descrizione intervento

Al fine di consentire la piena integrazione della produzione da fonti rinnovabili in servizio e previsti nell'area del salento, si prevede il rafforzamento delle trasformazioni della stazione 380/150 kV di Galatina.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2019	2020	2022

Interdipendenze o correlazione

Con altre opere	Da accordi con terzi

Impatti territoriali

Intervento relativo a sole aree di stazione

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Potenziamento ATR 380/150 kV	Fase 1		2019	2021	2023	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/2 M€

Sviluppi rete AT Calabria Nord Ionica			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
542-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**
2018		Calabria	Sud

Descrizione intervento

La direttrice a 150 kV a nord della Calabria dalla SE 380/150 kV di Rossano fino alla CP Ginosa Marina, quest'ultima situata in Basilicata, è caratterizzata dalla presenza di numerose Cabine Primarie del Distributore. In caso di indisponibilità di uno degli estremi di tale direttrice potrebbero verificarsi rischi per la sicurezza di esercizio locale, nonché un degrado della qualità del servizio. In considerazione di quanto suddetto è prevista la realizzazione di interventi atti ad incrementare la magliatura della RTN con gli asset AT esistenti nell'area. In particolare saranno realizzati dei raccordi tra la linea 150 kV "Italcementi – Italcementi Matera" e le CP Amendolara, Rotondella e Policoro.
Infine si prevede la richiusura della linea 150 kV "Italcementi – Italcementi Matera", previo adeguamento, sulla SE 380/150 kV di Matera, valutando eventualmente di realizzare una nuova SE 150 kV in adiacenza alla stazione dell'Utente Italcementi Matera.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2019	2020	Lungo termine

Interdipendenze o correlazione

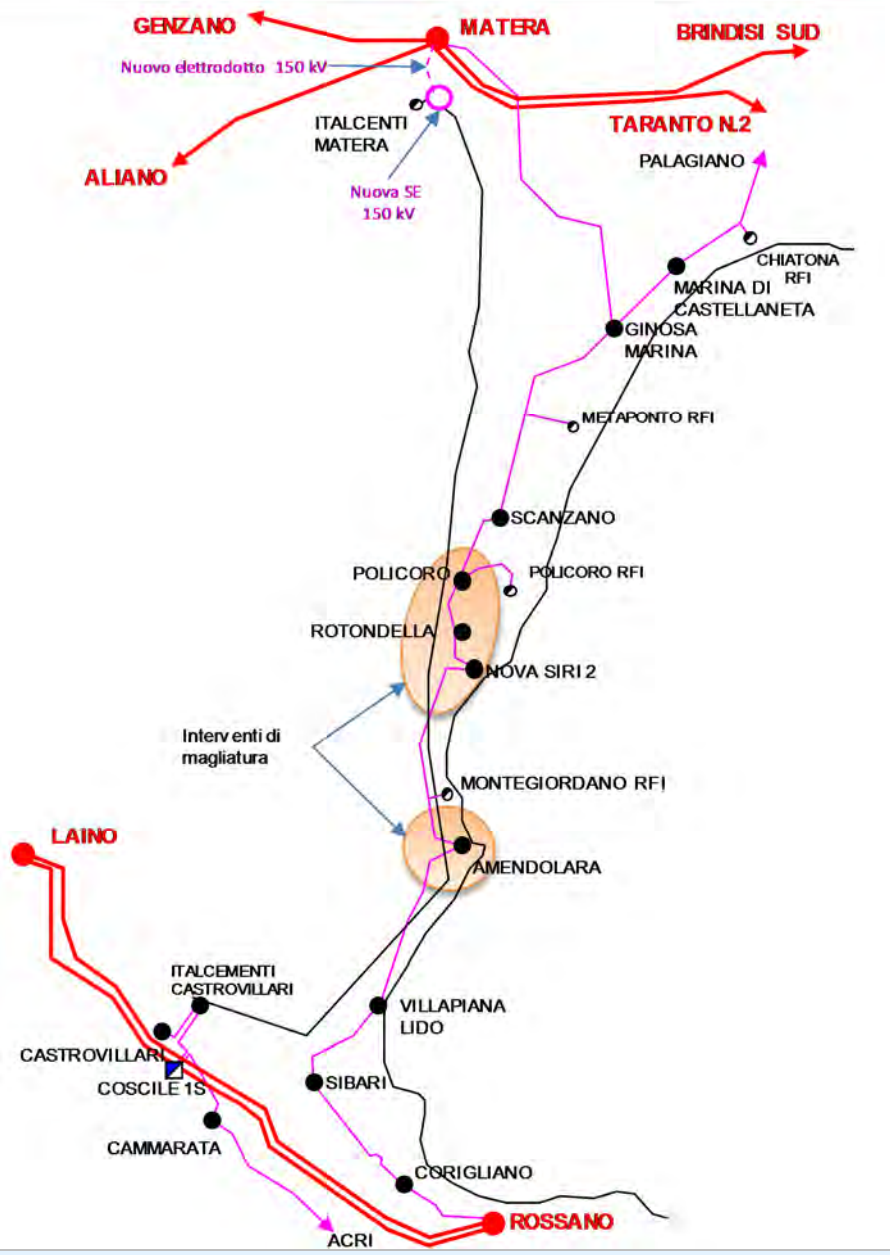
Con altre opere	Da accordi con terzi
	Subordinato all'acquisizione dell'asset da terzi

Impatti territoriali

Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	9		
Dismissione	5		
Dismissione e Realizzazione	117	30	11

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Acquisizione el. 150 kV "Italcementi – Italcementi Matera"	Fase 1		2019	2020	2021	
Nuova SE 150 kV	Fase 1		2021	Lungo termine	Lungo termine	
Adeguamento el. 150 kV "Italcementi – Italcementi Matera"	Fase 1		2021	Lungo termine	Lungo termine	
Raccordi a CP Amendolara, Policoro e Rotondella	Fase 1		2021	Lungo termine	Lungo termine	

Schema rete

Sintesi
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/14 M€

Adeguamento S/E Rumianca			
Identificativo PdS	**Identificativo PCI**	**Identificativo TYNDP**	**Identificativo RIP**
724-N			
Anno di Pianificazione	**Delibera 579/2017**	**Regioni interessate**	**Zone di Mercato**[43]
2018		Sardegna	Sardegna

Descrizione intervento

L'impianto di Rumianca è, e lo sarà anche in futuro, fondamentale per la gestione in sicurezza della rete dell'area Sud della Sardegna. Tale ruolo è andato rafforzandosi anche in funzione degli impianti di generazione da fonte rinnovabile non programmabile collegati nel corso degli ultimi anni, e della recente entrata in servizio del cavo 150 kV "Cagliari Sud – Rumianca" e del banco di reattori per la stabilizzazione dei livelli di tensione. A fronte di ciò si rende necessario intervenire aumentando la flessibilità di esercizio della sezione 150 kV al fine di garantire un migliore sfruttamento della capacità rinnovabile collegata e un aumento dei margini di sicurezza della stessa rete 150 kV sottesa all'impianto.

Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	**Security of supply**	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017

Previsione tempistica Intervento

Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento
2020	2020	2025

Impatti territoriali

Intervento relativo a sole aree di stazioni

Avanzamento opere principali

Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento sezione 150 kV Rumianca	Fase 1		2020	2020	2025	

Sintesi

Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€

[43] Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

6. BENEFICI PER IL SISTEMA

- Dall'analisi degli effetti degli interventi previsti a Piano, emerge come gli **scambi energetici di lungo periodo** indichino **diversi livelli di saturazione** delle principali sezioni, in funzione dello scenario adottato; in tutti gli scenari, in ogni caso, si registra **una riduzione delle ore di congestione sulla sezione Centro Nord – Centro Sud** derivanti dall'entrata in esercizio del cavo HVDC tra le due zone.
- Infine, in linea con quanto precedentemente riportato, **si registra un incremento dei flussi con particolare riferimento alle Isole anche per effetto del phase-out del carbone e nella sezione Sud e Centro Sud.**
- Gli scambi energetici sulla frontiera confermano la strategicità delle linee di interconnessione pianificate

6.1. I BENEFICI PER IL SISTEMA

Nel presente capitolo sono riportati i risultati attesi degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione previsti dal Piano di Sviluppo 2018 e dai Piani precedenti, valutati quale confronto tra gli scenari utilizzati per effetto della presenza o meno degli interventi programmati.

A tal riguardo si evidenzia che la valutazione dei benefici associati ai previsti interventi di sviluppo si limita ai soli effetti sulla capacità di scambio zonale, trascurando gli ulteriori benefici derivanti dagli interventi di sviluppo finalizzati al miglioramento della sicurezza all'interno delle zone.

Come illustrato 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 della Strategia Energetica Nazionale per il settore elettrico:

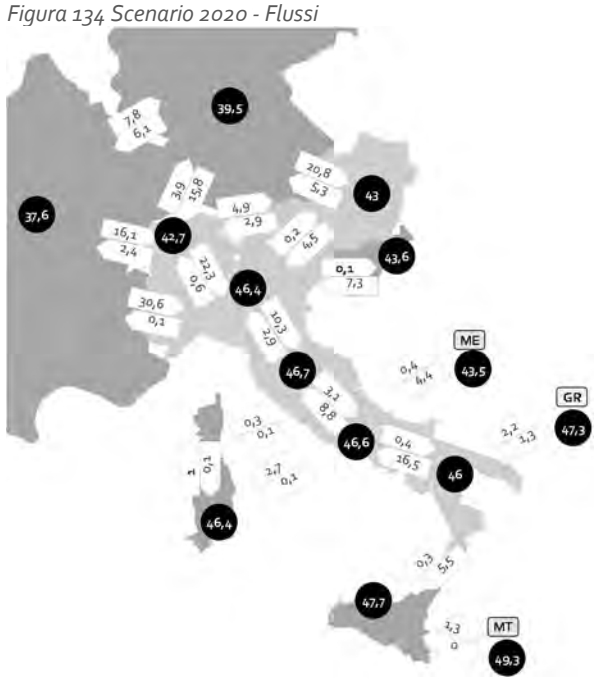
- Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero;
- Riduzione delle congestioni interzonali;
- Incremento adeguatezza rete;
- Riduzione dei vincoli alla produzione da FER;
- Riduzione delle emissioni di CO_2.

6.2. SCAMBI ENERGETICI NEL MEDIO E LUNGO TERMINE

Scambi energetici nel medio/lungo periodo

Attraverso uno studio di mercato del sistema elettrico italiano sono stati individuati i flussi di energia e ore di congestione attesi nel medio periodo (cfr. figure successive).

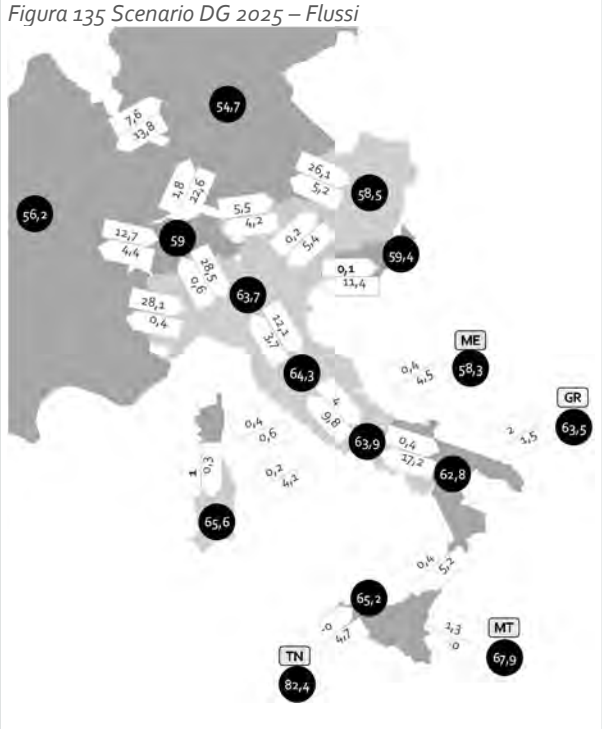
Figura 134 Scenario 2020 - Flussi



L'analisi è stata condotta con un programma di simulazione del mercato elettrico (PROMEDGRID) che consente la stima annuale su base oraria dei volumi di energia scambiati tramite la risoluzione di un problema di ottimizzazione tecnico – economica. La rete è rappresentata attraverso zone di mercato interconnesse.
L'inserimento nel modello di analisi degli interventi presenti nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale consente di valutare l'impatto che essi hanno in termini di riduzione delle congestioni interzonali ed in termini di benefici determinati dal riassetto degli equilibri di mercato.
Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonali e del PUN si evidenzia che essendo le simulazioni basate su scenari previsionali questi non vanno considerati in termini assoluti ma possono dare utili indicazioni sui trend previsti soprattutto in termini differenziali.

L'analisi ha consentito anche di determinare l'effetto delle limitazioni di rete allo sfruttamento ottimale delle

Figura 135 Scenario DG 2025 – Flussi



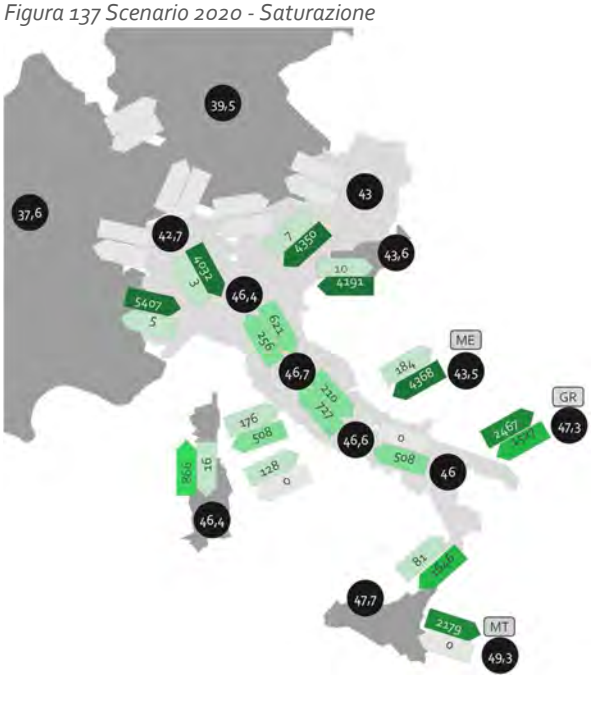
risorse di generazione permettendo di quantificare i vantaggi che derivano dallo sviluppo della rete di trasmissione.

Figura 136 Scenario DG 2025 - Saturazione

Gli scambi stimati sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione e carico in linea con gli scenari di piano nel medio termine: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 324 TWh e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 21,1 GW di fotovoltaico e circa 11,2 GW di eolico.

Complessivamente gli scambi di energia mostrano un flusso predominante da Sud verso il Nord, a cui si somma il contributo del collegamento col Montenegro verso la zona Centro Sud del sistema italiano.

Figura 137 Scenario 2020 - Saturazione



Di seguito le principali evidenze della simulazione effettuata:

- incremento di energia importata, rispetto ai volumi attuali, sulla frontiera settentrionale e sulla nuova frontiera elettrica con il Montenegro;
- per quanto riguarda gli scambi tra la zona Sardegna e la zona Centro Sud si attende un incremento dell'export della Sardegna principalmente dovuto alla riduzione della domanda interna e all'aumento della generazione da fonte rinnovabile non programmabile. Poiché la generazione in Sardegna deriva prevalentemente dalla fonte primaria carbone, il volume di energia esportata sarà strettamente correlato al futuro livello di competitività di questa tecnologia rispetto ai CCGT;
- si confermano scambi elevati dalla zona Sud alla zona Centro Sud e Centro Sud Centro Nord anche in relazione allo sviluppo della generazione da fonti rinnovabile al Sud;
- gli scambi tra la Sicilia e la zona Sud si manterranno elevati in direzione Sud- Sicilia ma in leggera diminuzione grazie alla maggiore capacità rinnovabile installata nell'isola.

Figura 139 Scenario ST 2025 - Saturazione

Figura 140 Scenario DG 2030 - Flussi

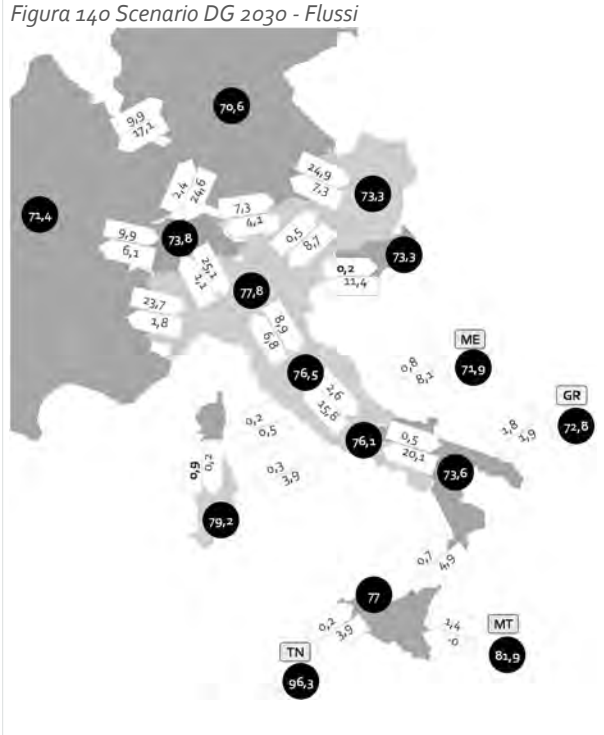


Figura 141 Scenario DG 2030 - Saturazione

Gli scambi stimati negli scenari 2025 ST e 2025 DG sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione e carico in linea con gli scenari di piano di lungo termine: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 344 TWh (ST) e di circa 350 TWh (DG) e uno sviluppo di capacità da

Figura 142 Scenario ST 2030 - Flussi

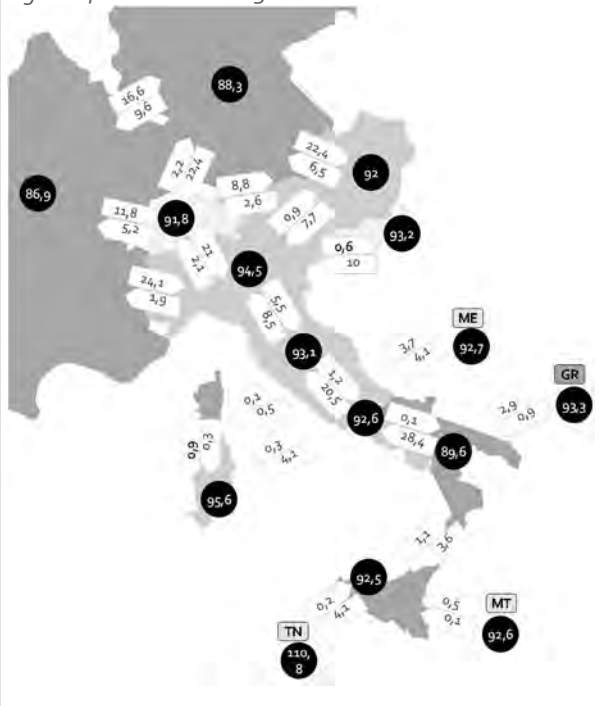
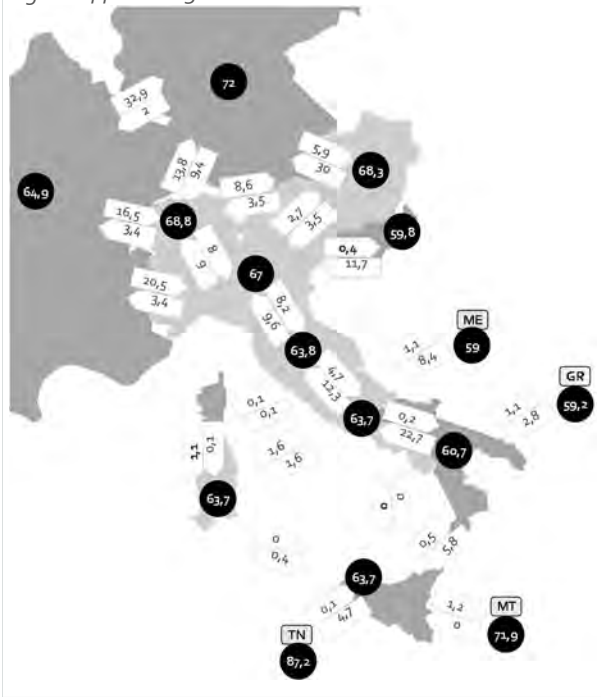


Figura 144 SEN 2030 - Flussi



fonte rinnovabile pari a circa 23,2 GW (ST) e 33,9 GW (DG) di fotovoltaico e circa 13,8 GW (ST) e 13,7 GW (DG) di eolico.

Rispetto alle previsioni di medio periodo, si evidenzia una sostanziale invarianza delle ore di saturazione sulla sezione Centro Nord – Centro Sud derivante da un

Figura 143 Scenario ST 2030 - Saturazione

bilanciamento tra il crescente transito di rinnovabile dal Sud e l'import dal Montenegro e l'incremento di capacità di transito previsto nel Piano di Sviluppo. Si evidenzia invece una diminuzione delle ore di congestione sulla sezione Sud – Centro Sud derivante dall'entrata in esercizio degli interventi di sviluppo.

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonali e del PUN si evidenzia che essendo le simulazioni basate su scenari previsionali questi non vanno considerati in termini assoluti ma possono dare utili indicazioni sui trend previsti soprattutto in termini differenziali.

Gli scambi stimati negli scenari 2030 ST e 2030 DG sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione e carico in linea con gli scenari di piano di lunghissimo termine: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 360 TWh (2030 ST) e di circa 375 TWh (2030 DG) e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 25,4 GW (ST) e 46,6 GW (DG) di fotovoltaico e circa 16,2 GW (2030 ST e 2030 DG).

Rispetto alle previsioni di lungo termine (scenari 2025), si evidenzia una riduzione delle ore di congestione sulla sezione Centro Nord – Centro Sud derivanti dal potenziamento della sezione tramite un HVDC da 1000 MW rispetto agli scenari di lungo periodo (2025 ST e 2025 DG). Questa riduzione del numero di ore di saturazione si manifesta anche nello scenario 2030 DG che è caratterizzato da un incremento di capacità

importata dal Montenegro (legata al rinforzo dell'interconnessione con l'area balcanica).

Si conferma più congestionata la sezione Sud – Centro Sud nello scenario 2030 ST rispetto al 2025 ST.

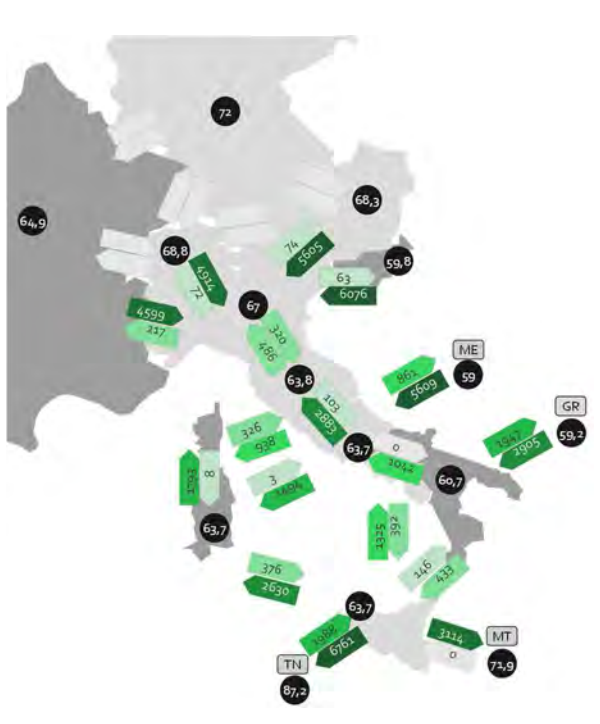
Infine si riportano i flussi energetici rispetto allo scenario 2030, che in linea con quanto precedentemente riportato, registrano un incremento dei flussi con particolare riferimento ai sistemi isolati per effetto del phase-out del carbone e nella sezione Sud e Centro Sud.

6.3. INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO PER GLI SCAMBI CON L'ESTERO

Il programma realizzativo degli interventi relativi alle opere di interconnessione previste nel medio e nel lungo periodo nel presente Piano di Sviluppo consentirà di aumentare la capacità di trasporto per lo scambio di energia con i Balcani nel breve termine (entro il 2020, relativamente al primo polo da 600 MW) e con la frontiera settentrionale (entro il 2020) per un totale di circa 2.000 MW. Tali incrementi sono correlati in particolare alla realizzazione dei seguenti sviluppi di rete:

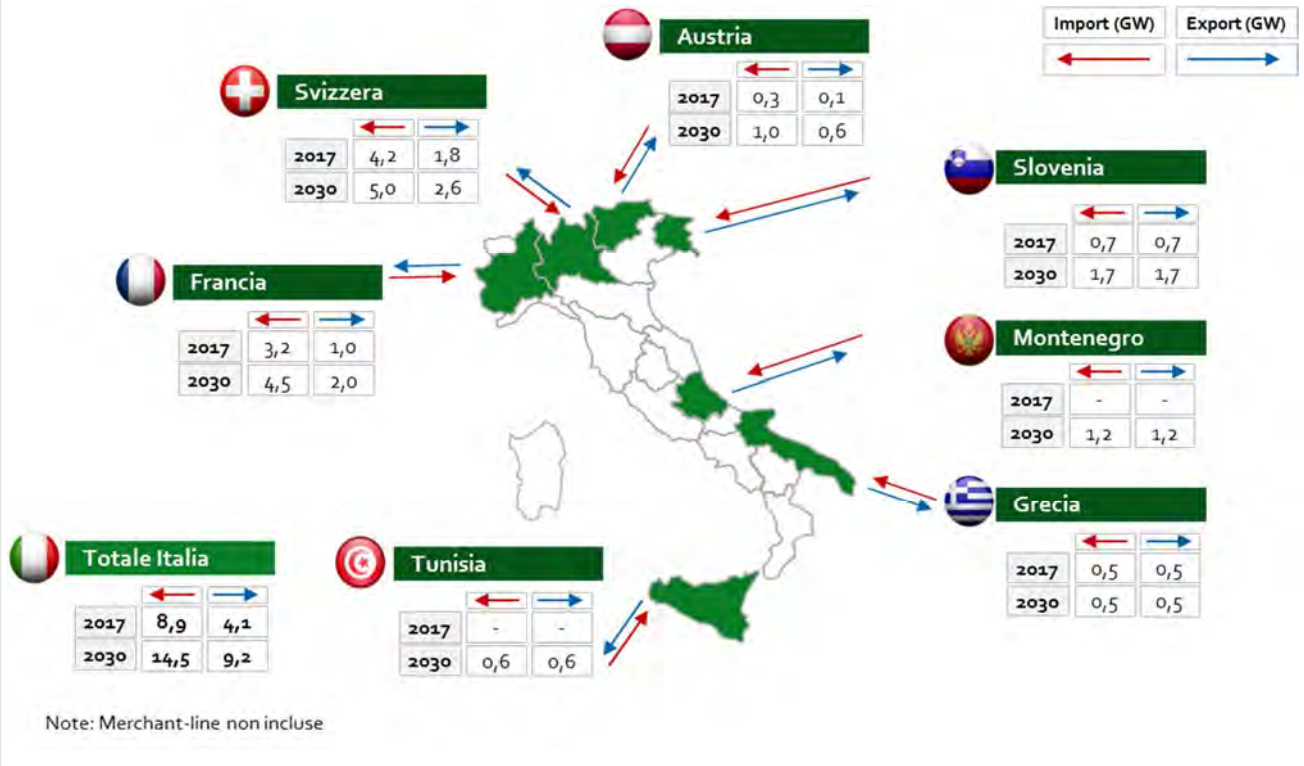
- collegamento con il Montenegro (nuovo HVDC in cavo sottomarino "Villanova – Lastva");

Figura 145 SEN 2030 - Saturazione



- sviluppo sulla frontiera francese (nuovo collegamento HVDC "Piossasco – Grand'Ile");
- sviluppo sulla frontiera austriaca.

Figura 146 Interconnessioni – Capacità di trasporto (GW) per gli scambi con l'estero (import/export)



Pertanto, si può affermare che la capacità di interconnessione tra la rete nazionale e quella dei paesi confinanti (merchant line non incluse) è in crescita (Figura 146). In particolare, si osserva che al 2030 è atteso un incremento di circa 6 GW della capacità totale di import (+63% vs. 2017) in linea con il target europeo del 15% sul totale delle fonti energetiche rinnovabili.

Inoltre, lo sviluppo dei progetti relativi ai nuovi interconnector privati (compresi quelli previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.) consentirà di realizzare un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero per circa 2.500 MW complessivi.

6.4. Riduzione delle congestioni interzonali

Si riportano di seguito gli interventi di sviluppo più significativi in termini di riduzione delle congestioni interzonali:

- il riclassamento a 400 kV della Calenzano-Colunga 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 Villanova-Fano permetteranno un incremento del limite di scambio sulla sezione Centro Nord/Centro Sud;
- il raddoppio della dorsale adriatica, la realizzazione degli elettrodotti 400 kV Deliceto-Bisaccia e Montecorvino-Avellino Nord-Benevento II permetteranno di incrementare il limite di scambio sulla sezione Sud/Centro Sud/Centro Nord;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria e la realizzazione dell'elettrodotto "Montecorvino – Avellino Nord-Benevento II", permetteranno di incrementare la produzione degli impianti appartenenti al polo di produzione della Calabria, il trasporto di tale potenza verso i centri di consumo della Campania e verso il Centro Italia. Le limitazioni residue risultano essere trascurabili su base annua.

Figura 147 Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato (MW)

Sezione interzonale	Infrastruttura chiave	Codice intervento	2017	Con sviluppo
Nord-Centro Nord	Calenzano- Colunga	302-P	4.000 MW	+400 MW
Centro Nord-Nord	Calenzano- Colunga	302-P	1.300 MW	+400 MW
Centro Nord-Centro Sud	Rete AAT/AT medio Adriatico	403-P	1.300 MW	+1.300 MW
	HVDC Villanova -Fano	436-P		
Centro Sud-Centro Nord	Rete AAT/AT medio Adriatico	403-P	2.700 MW	+1.300 MW
	HVDC Villanova -Fano	436-P		
Sardegna-Centro Nord	Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3)	301-P	300 MW	+100 MW
Sud-Centro Sud	Foggia-Villanova	402-P	4.600[(a)] MW	+1.100[(b)] MW
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
	Montecorvino-Avellino-Benevento	506-P		
Foggia-Sud	Foggia-Villanova	402-P	2.600[(a)] MW	+500 MW
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
Brindisi-Sud	Foggia-Villanova	402-P	5.300[(a)] MW	+500 MW
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
Rossano-Sud	Riassetto rete nord Calabria	509-P	2.450[(c)] MW	+900 MW
	Montecorvino-Avellino-Benevento	506-P		
Continente-Sicilia	HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	723-N	0 MW	+1000 MW
Sicilia – Sardegna	HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	723-N	0 MW	+1000 MW

(a) Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e delle relative risorse completamente disponibili.
(b) Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 400 kV, anche l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza nel nodo di Bisaccia.
(c) Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Polo di Rossano e delle relative risorse completamente disponibili.

Nella Figura 147[44] sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale[45]. Tali valori sono stati calcolati sulla base di ipotesi di scenari previsionali tipici della Rete di Trasmissione Nazionale, del parco produttivo e del fabbisogno previste nel periodo orizzonte e pertanto sono affetti da incertezza tanto più grande quanto più gli interventi considerati sono lontani nel tempo.

6.5. Incremento adeguatezza della rete

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente Piano consentiranno pertanto un significativo incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato, permettendo di migliorare l'affidabilità della rete, di ridurre la frequenza di separazione del mercato consentendo un maggior utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale. Analisi di adeguatezza con metodo monte-carlo sono state effettuate per studiare gli indici di affidabilità in tutti gli scenari di piano considerando la variabilità delle fonti rinnovabili, la necessità di approvvigionamento di riserva sia di zonale che di aggregato e una notevole variabilità della curva di fabbisogno.

La Figura 148 illustra l'impatto che gli interventi di sviluppo della rete elettrica primaria hanno in termini di affidabilità ed adeguatezza nei diversi scenari di Piano. Nella figura, quindi, le variazioni dei tre indici che descrivono il comportamento del sistema ENS (Energy Not Supplied), LOLE (Loss Of Load Expectation) e LOLP (Loss Of Load Probability) rispettivamente definiti come Energia non fornita attesa, numero di ore in cui vi è rischio di disalimentare il carico e la relativa probabilità.

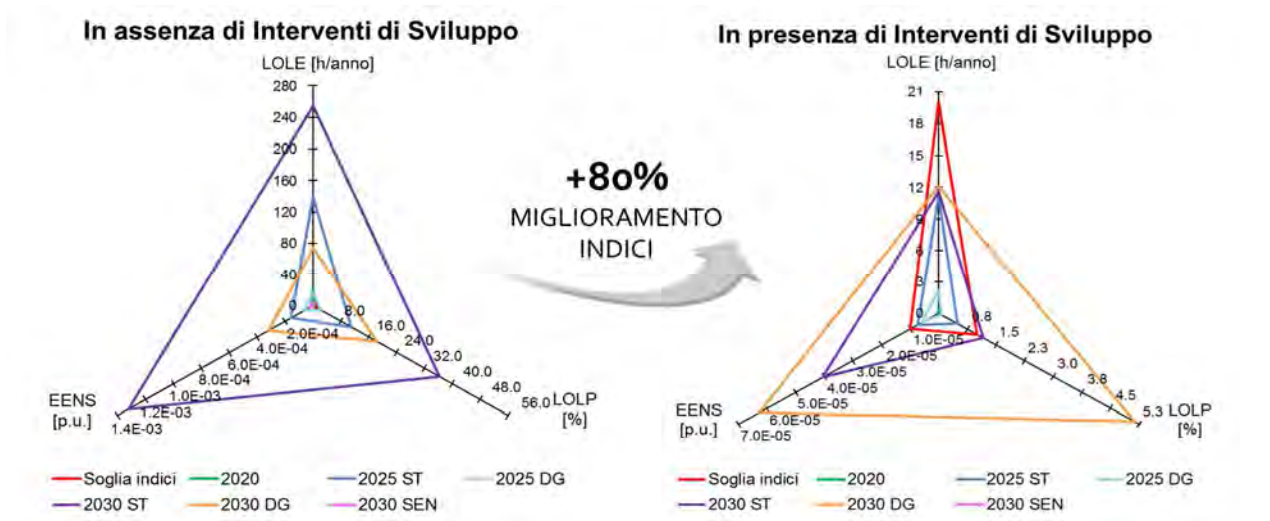
Il Piano di Sviluppo di Terna contribuisce in modo rilevante alla riduzione del rischio di disalimentazione. Infatti, analizzando il grafico si può osservare che gli interventi di sviluppo hanno un impatto benefico sull'affidabilità del sistema elettrico. Tale beneficio è quantificabile in un miglioramento pari a circa l'80% degli indici affidabilistici in tutti gli scenari analizzati caratterizzati da differente trend di crescita del fabbisogno e di penetrazione di generazione rinnovabile.

In particolare, si evidenzia come tutti gli indicatori di adeguatezza (ENS, LOLE, LOLP) migliorino sensibilmente per effetto degli interventi di sviluppo proposti, limitando sia la probabilità e l'entità di eventuali disalimentazioni del carico sia la durata delle stesse.

6.6. Riduzione dei vincoli alla produzione da fonte rinnovabile

La generazione da fonti rinnovabili in Italia si è sviluppata in modo considerevole nel corso degli ultimi

Figura 148 Impatto degli interventi di sviluppo rete sugli indici LOLE, ENS e LOLP



[44] I valori indicati per i poli di produzione di Brindisi, Foggia, di Rossano si riferiscono ai benefici potenziali negli scenari previsti di piano in termini di incremento della capacità di scambio sulla sezione critica corrispondente alla porzione di rete su cui insiste il polo.

[45] Documento "Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato" Rev 22 del 7/12/2016 disponibile sul sito Terna http://www.terna.it

anni. Nel corso dell'ultimo anno si è confermato l'aumento della capacità produttiva da impianti eolici e fotovoltaici che ha visto un incremento di circa 0.6 GW nel 2017.

Uno dei principali obiettivi della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV - normalmente preposta alla connessione degli impianti da fonti rinnovabili - ricorrendo, ove possibile, alla interconnessione con la rete a 400 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione e per trasferire il surplus di energia. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 400/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno.

Pertanto, l'eccedenza di produzione da fonti rinnovabili che si inserisce sulla rete AT, viene in gran parte veicolata sul sistema AAT, accentuando in alcuni momenti i fenomeni di congestione anche sul sistema primario di trasmissione, con il rischio di non riuscire a sfruttare, in particolare nei periodi di basso fabbisogno, tutta l'energia rinnovabile producibile.

In Figura 149 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da fonte rinnovabile.

Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Sulla base di quanto sopra, in assenza di rinforzi di rete indicati, al fine di garantire la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico potrà essere necessario ridurre la produzione da fonti rinnovabili in alcune aree sino a 15 TWh/anno, corrispondente allo scenario SEN in assenza di sistemi di accumulo, flessibilità del parco di generazione convenzionale ed integrazione dei mercati, per i seguenti vincoli:

- limiti di funzionamento degli elementi di rete sia in condizioni di rete integra che in situazioni di contingenza o di manutenzione programmata;
- limiti di scambio fra le varie aree di rete AAT interconnesse e necessità di bilanciare carico e produzione a livello nazionale e locale tenuto conto:
  - del livello di generazione dispacciabile tale da garantire la sicurezza di copertura del fabbisogno e con la necessaria riserva anche in assenza delle produzioni da FRNP;
  - del minimo tecnico degli impianti dispacciabili in condizioni di basso carico.

6.7. Riduzione emissioni CO_2

Le politiche messe in atto dalla Comunità Europea sono tese prevalentemente a migliorare l'efficienza

Figura 149 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Categoria	Interventi	Codice intervento
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 400 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	302-P 432-P (ex 914-N)
	Elettrodotto 400 kV "Foggia Villanova"	402-P
	Elettrodotto 400 kV "Montecorvino – Avellino N –Benevento II"	506-P
	Elettrodotto 400 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	509-P 525-P
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 400-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	510-P 414-P 505-P 519-P

energetica e ad incentivare l'introduzione di tecnologie con minori emissioni di anidride carbonica.

L'obiettivo principale è quello di ridurre le emissioni di CO_2 attraverso l'impiego di tecnologie di generazione sempre più efficienti e un migliore sfruttamento delle produzioni da fonte rinnovabile. Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica si colloca al centro di questo scenario, per la rilevanza dei problemi inerenti alla sua gestione e al suo sviluppo nonché per la potenziale efficacia delle soluzioni innovative che consente di adottare. La pianificazione dello sviluppo di tale sistema, già chiamata a rispondere a molteplici

esigenze, assume un ruolo sempre più importante anche nell'ambito dell'attuazione di queste nuove politiche, 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);
- la penetrazione sempre maggiore nel sistema elettrico di produzione da fonti rinnovabili.

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_2 legate alla produzione da fonte termoelettrica. L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1600 GWh/anno. Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti primarie (incluse FER) ed essendo noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO_2 dovuta alla riduzione delle perdite di rete, pari a circa 90000 [tCO_2/anno].

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 due situazioni, l'una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. 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.

Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO_2 fino a circa 8.530.000 [tCO_2/anno].

Come descritto precedentemente, le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT e AAT funzionali alla riduzione dei vincoli di produzione da FRNP.

La quantità di CO_2 evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è di circa 9,4 milioni di tonnellate all'anno che corrispondono alle emissioni equivalenti di circa 11 milioni di autovetture.

7. INDICE DEI CONTENUTI

PREMESSA V

1. Processo di pianificazione della rete elettrica 9

1.1. Il processo di pianificazione della rete elettrica 10

1.1.1. Obiettivi e criteri del processo di pianificazione 11

1.1.2. Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione 12

1.1.3. Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse 14

1.1.4. Sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali 15

1.2. Driver di piano: decarbonizzazione 18

1.3. Driver di piano: market efficiency 19

1.4. Driver di piano: sicurezza, qualità e resilienza 20

1.4.1. Sicurezza 20

1.4.2. Qualità 21

1.4.3. Resilienza 21

1.4.3.1. L'indice di resilienza 22

1.4.3.2. Investimenti per l'incremento della resilienza 23

1.5. Driver di piano: sostenibilità 24

1.6. Il Coinvolgimento degli utenti della rete . 28

1.7. Variazioni dell'ambito della RTN 33

1.7.1. Proposte di variazione dell'ambito della RTN 34

1.8. Pianificazione coordinata tra tso in ambito paneuropeo 34

1.8.1. I driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea 35

1.8.2. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) 36

1.8.2.1. Il processo di elaborazione del TYNDP 2018 36

1.8.2.2. Il Mid-term Adequacy Forecast 2017 39

1.8.3. Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI) 39

1.8.4. La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO) 41

1.9. innovazioni tecnologiche/progetti finanziati in ambito europeo 42

1.9.1. Le reti intelligenti nel nuovo contesto elettrico 42

1.9.1.1. L'impegno di Terna nei progetti di innovazione 43

1.9.1.2. Sviluppo dei sistemi di accumulo 46

1.9.2. Electricity Highways E-2050 47

2. La rete oggi 51

2.1. Consistenza della rete e bilancio energetico nazionale 52

2.1.1. Consistenza della Rete 52

2.1.2. Bilancio Energetico Nazionale 52

2.2. Entrate in esercizio 2017 53

2.3. Distribuzione territoriale delle criticità 54

2.4. Continuità del servizio di trasmissione – Reti AAT/AT 55

2.5. Qualità del servizio - nodi 400 kV 56

2.6. Potenziali criticità della produzione da fonti rinnovabili 63

2.6.1. Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia 63

2.6.2. Inversione dei flussi FRNP 63

2.6.3. Congestioni di rete AT e AAT 64

2.7. Sezioni critiche su rete primaria 66

2.8. Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete 66

2.8.1. Area Nord-Ovest 66

2.8.2. Area Nord 66

2.8.3. Area Nord-Est 67

2.8.4. Area Centro-Nord 67

2.8.5. Area Centro 68

2.8.6. Area Sud 69

2.8.7. Area Sicilia 70

2.8.8. Area Sardegna 71

2.9. Evidenze del mercato elettrico 71

2.9.1. Mercati esteri 72

2.9.2. Mercati dell'energia (MGP) 74

2.9.3. Mercati per il Servizio di Dispacciamento (MSD) 76

2.10. Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico 79

3. Scenari 81

3.1. Scenari ENTSO 82

3.1.1. Introduzione 82

3.1.2. Sustainable transition 83

3.1.3. Distributed generation 84

3.1.4. Scenari definiti a livello nazionale 85

3.1.4.1. Introduzione e overview scenari nazionali: scenario "base" e di "policy" 85

3.1.4.2. Obiettivi di penetrazione FER . 85

3.1.4.3. Consumi finali di energia 86

3.1.4.4. Generazione energia elettrica 86

3.1.4.5. Variabili macroeconomiche di input (esogene) 87

3.1.5. Global Climate Action 88

3.1.6. Risultati 89

3.1.6.1. Domanda di energia elettrica 89

3.1.6.2. Mix generazione nazionale 90

3.1.6.3. Veicoli elettrici 90

3.1.6.4. Capacità installata e mix di generazione 91

3.1.6.5. Domanda di energia elettrica coperta da FER 91

3.1.6.6. Emissioni CO2 92

3.1.6.7. Prezzi commodities 93

3.2. Scenari Nazionali SEN 93

3.2.1. Il contesto Italiano 93

3.2.2. Obiettivi alla base delle priorità d'azione della SEN 93

3.2.3. Priorità d'azione SEN: proposta di interventi per settore 94

3.3. Declinazione Scenari per la simulazione Terna 97

3.3.1. Introduzione 97

3.3.2. Domanda di energia elettrica 98

3.3.3. Capacità di generazione lorda 98

3.3.4. Prezzo delle commodity 100

4. Necessità di sviluppo 101

4.1. Esigenze del sistema elettrico nazionale102

4.2. Qualità, Sicurezza e Resilienza 107

4.2.1. Interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza 107

4.3. De-carbonizzazione 116

4.3.1. Infrastrutture di rete per la produzione da fonte rinnovabile 116

4.3.1.1. Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT 116

4.3.2. Integrazione RES - impianti di pompaggio idroelettrico 119

4.4. Market efficiency 121

4.4.1. Interventi per la riduzione delle congestioni 122

4.4.1.1. Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali 122

4.4.1.2. Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali 123

4.4.2. Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione 124

4.4.2.1. Capacità di interconnessione attuale 127

4.4.2.2. Progetti di interconnessione . 127

4.4.2.2.1. Principali progetti di interconnessione pianificati e sviluppati da Terna 128

4.4.2.2.2. Principali progetti di interconnessione ex-Legge 99/09 129

4.4.2.2.3. Principali progetti di interconnessione merchant line 129

4.4.2.3. Impatto sul sistema dell'incremento della capacità di interconnessione 131

4.4.2.4. Valutazione progetti di interconnessione 132

4.5. Sostenibilità 134

4.6. Piano minimo di realizzazioni 135

5. Nuovi sviluppi 139

5.1. Nuovi interventi/modifiche previsti nel PdS 140

6. Benefici per il sistema 175

6.1. I benefici per il Sistema 176

6.2. Scambi energetici nel medio e lungo termine176

Scambi energetici nel medio/lungo periodo 176

6.3. Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero 180

6.4. Riduzione delle congestioni interzonali . 181

6.5. Incremento adeguatezza della rete 182

6.6. Riduzione dei vincoli alla produzione da fonte rinnovabile 182

6.7. Riduzione emissioni CO2..... 183

7. Indice dei contenuti.....185

Utili per il Paese

www.terna.it

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 83138111

Terna
TERNA GROUP