

# Piano di Sviluppo **2014**



Il presente Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2014 (di seguito PdS 2014) è stato predisposto ai sensi dei D.M. del 20 aprile 2005 (Concessione, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2010) e del D.lgs. n. 93/2011, che prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno il Gestore di rete sottoponga per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) il documento di Piano contenente le linee di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il PdS 2014 si inquadra pienamente nel presente contesto di evoluzione del settore, in linea con le politiche energetiche e le strategie di sviluppo definite in ambito europeo e nazionale, con particolare riferimento alla più recente Strategia Energetica Nazionale (SEN). In questo quadro, il Piano si propone come il principale documento programmatico di riferimento per il settore elettrico nazionale, puntando a fornire una visione prospettica il più possibile chiara e completa degli scenari e delle linee di sviluppo prioritarie.

Il presente documento di Piano si compone di:

- Piano di Sviluppo 2014 – documento centrale in cui è descritto il quadro di riferimento, gli obiettivi e criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete nel contesto nazionale e paneuropeo, gli scenari previsionali e le nuove esigenze di sviluppo che si sono evidenziate nel corso del 2013, le priorità di intervento e i risultati attesi derivanti dall’attuazione del Piano;
- documenti allegati: “Dettaglio evoluzione quadro normativo di riferimento”, “Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati” e “Valutazioni tecnico-economiche” in cui sono forniti approfondimenti rispettivamente sui recenti provvedimenti legislativi e di regolazione del settore, sui principali fenomeni e dinamiche che hanno caratterizzato il sistema elettrico nazionale negli ultimi anni e sulle analisi di sostenibilità economica dei principali interventi di sviluppo.

Negli ultimi anni il settore elettrico italiano è stato caratterizzato soprattutto dal rapido e ingente sviluppo della produzione elettrica da fonte rinnovabile, supportato dai dispositivi di incentivazione previsti per il raggiungimento degli obiettivi 20/20/20 del pacchetto clima-energia di cui alla direttiva 2009/28/CE. Nel corso del 2013 è proseguita la crescita della capacità installata di impianti eolici e fotovoltaici che ha raggiunto a fine anno il valore complessivo di 27 GW, che avvicina l’Italia ad altri Paesi europei come Germania e Spagna.

Tale fenomeno, tuttavia, ha reso necessario porre rapidamente l’attenzione su importanti problematiche di gestione in sicurezza della rete e del sistema elettrico nel suo complesso, che hanno comportato una sostanziale revisione dei paradigmi su cui tradizionalmente si erano basati l’esercizio e lo sviluppo del sistema. In presenza infatti di grandi quantitativi di potenza prodotta sul sistema da impianti tipicamente non programmabili e in parte aleatori, in particolare nei momenti in cui il fabbisogno in potenza è piuttosto basso, risulta fondamentale poter disporre a pieno ed in modo efficace di tutte le risorse di regolazione esistenti, tra le quali gli scambi con l’estero, gli impianti di accumulo e strumenti di controllo della stessa generazione da fonti rinnovabili rivestono un ruolo fondamentale per garantire l’equilibrio istantaneo di immissioni e prelievi.

Si evidenziano inoltre fenomeni associati a rischi di frequenti congestioni e sovraccarichi su sezioni critiche della rete di trasmissione a livello zonale e locale, la cui entità e diffusione dipenderà anche dall’ulteriore sviluppo atteso nel breve-medio periodo della generazione rinnovabile, in particolare sui sistemi interconnessi ai livelli di tensione inferiori.

Si rende pertanto necessario proseguire le azioni già intraprese negli ultimi anni, sia nella direzione di regolamentare le prestazioni minime e i servizi che la generazione diffusa da fonte rinnovabile deve poter garantire al sistema al fine di preservarne la sicurezza, sia in quella, a cui principalmente vuole rispondere il presente Piano, di dotare già nel breve-medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture e risorse indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente.

Tali esigenze sono state pertanto tempestivamente rappresentate da Terna alle Autorità competenti a livello nazionale ed europeo, ed hanno portato, in particolare per quanto attiene il rispetto dei requisiti minimi che devono soddisfare gli impianti per garantire la sicurezza del sistema interconnesso, all’adozione di decisioni e provvedimenti particolarmente importanti, i cui effetti sono già oggi molto significativi.

I fenomeni sopra descritti si inseriscono peraltro in un quadro macroeconomico caratterizzato dal protrarsi della crisi economica e finanziaria che nell’ultimo quinquennio ha alterato profondamente gli equilibri dei

mercati mondiali e modificato i parametri di crescita di molti Paesi; il settore elettrico nazionale – cartina tornasole del sistema economico – ha confermato crisi e incertezze delle tendenze dell’economia italiana. Per far fronte a un simile scenario risulta indispensabile rispondere prontamente, concentrando gli sforzi sullo sviluppo delle infrastrutture prioritarie necessarie a supportare efficacemente la crescita e valorizzare a pieno le risorse di cui il Paese dispone.

A tal riguardo, tenuto anche conto delle esigenze manifestate dal Regolatore in ordine ad una sempre maggiore selettività degli investimenti sulla RTN a beneficio degli utenti del sistema elettrico, nella presente edizione del Piano di Sviluppo Terna ha posto la massima attenzione alla razionalizzazione degli interventi di sviluppo, selezionando tra questi i progetti prioritari e quelli in valutazione. La selezione delle opere in valutazione, per le quali non si prevede al momento l’avvio delle attività nell’orizzonte di piano, è stata effettuata sulla base dell’analisi delle condizioni di reale fattibilità e della variazione degli scenari/contexto di riferimento, tenuto anche conto delle opportunità offerte dalle nuove soluzioni tecnologiche per potenziare la rete esistente massimizzandone l’efficacia.

Per quanto riguarda l’evoluzione del quadro normativo di settore nel corso del 2013, si segnalano le disposizioni in tema di impianti a fonti rinnovabili non programmabili previste dalla deliberazione AEEG n. 243/2013/R/eel che, in continuità con i precedenti provvedimenti, prosegue l’azione di adeguamento alle prescrizioni dell’allegato A.70 al Codice di Rete degli impianti di generazione distribuita già in esercizio alla data del 31 marzo 2012, estendendo l’azione di *retrofit* anche agli impianti di produzione fino a 50 kW connessi in media tensione e agli impianti connessi in bassa tensione.

Relativamente allo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica per facilitare il dispacciamento degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile, in attuazione delle disposizioni introdotte dal D.lgs. n. 28/2011 e dal D.lgs. n. 93/2011, l’AEEG ha approvato con deliberazione n. 66/2013/R/eel i progetti pilota ammessi al trattamento incentivante, per la sperimentazione di sistemi di accumulo *energy intensive* sulla rete di trasmissione nazionale, nell’ambito di quanto già previsto dal MiSE nell’atto di approvazione del PdS.

Per quanto attiene i criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della capacità produttiva (c.d. *capacity market*), nel corso del 2013 l’AEEG, con deliberazione n. 375/2013/R/eel, ha verificato la conformità dello schema di disciplina già predisposto e consultato da Terna.

In tema di nuove infrastrutture prioritarie per lo sviluppo del Paese si ricorda anche la deliberazione n. 40/2013/R/eel, con cui AEEG ha individuato per la prima volta gli investimenti di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale, che quindi accedono al meccanismo di incentivazione all’accelerazione degli investimenti e al meccanismo di penalità, e ha fissato le relative milestone e date obiettivo di messa in servizio.

In ambito europeo, con riferimento al “Terzo Pacchetto Energia”, e in particolare dal Regolamento n. 714/09, è stato avviato il processo di “Comitologia” con riferimento ad alcuni dei *Network Codes* predisposti da ENTSO-E, segnatamente in materia di connessione (*Requirements For Generators e Demand Connection Code*) e di mercato (*Capacity Allocation and Congestion Management-CACM*). Inoltre, è entrato in vigore il Regolamento UE n. 347/2013, che stabilisce i nuovi orientamenti comunitari sulle infrastrutture energetiche trans-europee, per lo sviluppo e l’interoperabilità di corridoi energetici infrastrutturali prioritari, prevedendo l’adozione di procedure autorizzative accelerate per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune, così come le regole per la ripartizione dei costi dei progetti a livello transfrontaliero e degli incentivi a copertura dei rischi.

Per quanto riguarda la pianificazione e lo sviluppo coordinato del sistema di trasmissione europeo, nel 2013 Terna ha proseguito con sempre maggiore impegno le attività all’interno dei vari gruppi di lavoro e gruppi regionali di ENTSO-E coinvolti nella predisposizione del prossimo TYNDP 2014, con l’obiettivo di fornire una valutazione tecnico-economica sempre più completa ed oggettiva dei progetti di sviluppo considerati di rilevanza Pan-Europea e dei relativi benefici.

Con lo stesso spirito di cooperazione multilaterale profuso in ENTSO-E, Terna ha consolidato il proprio ruolo strategico nel coordinamento delle attività di Med-TSO, l’Associazione degli operatori di rete del Mediterraneo, con l’obiettivo di realizzare l’integrazione dei sistemi elettrici del Mediterraneo. Le Istituzioni hanno espresso la piena disponibilità alla collaborazione con Med-TSO per il raggiungimento dei principali obiettivi di politica energetica euro mediterranea, tra i quali in particolare lo sviluppo sostenibile e l’integrazione dei mercati. L’attività principale e prioritaria, conferita dalla Commissione Europea a Med-TSO, ha riguardato l’elaborazione del *Master Plan* delle interconnessioni del Mediterraneo e dei relativi

rinforzi interni delle reti interessate, i cui primi risultati sono stati presentati in occasione della Riunione dei Ministri dell’Energia Europei e Mediterranei (dicembre 2013).

Infine, se lo sviluppo delle infrastrutture è una leva strategica per il superamento della crisi ed il conseguente rilancio economico – sociale, il 2013, relativamente allo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, si contraddistingue per le seguenti principali evidenze:

- la realizzazione di opere di primaria utilità, quali i nuovi elettrodotti in cavo a 220 kV Baggio – Ricevitrice Ovest e Stura - Torino Centro per il miglioramento della sicurezza del servizio nelle aree metropolitane di Milano e Torino, la rimozione delle limitazioni di trasporto sulla rete 380 kV di interconnessione con la Francia, la razionalizzazione della rete 132 kV a nord di Trieste, il completamento dei cavi a 380 kV in ingresso alla stazione di Tavarnuzze, la trasversale a 380 kV Feroletto – Maida funzionale a migliorare le condizioni di sicurezza della rete della Calabria; relativamente agli impianti funzionali a realizzare la raccolta e l’utilizzo della produzione da fonte rinnovabile nel Sud, sono state completate importanti stazioni a 380 kV e 150 kV e potenziamenti di estese porzioni di rete 150 kV, unitamente ad altri numerosi interventi minori;
- il conseguimento delle autorizzazioni dell’elettrodotto a 380 kV Redipuglia – Udine per la sicurezza della rete primaria nel nord-est del Paese, dell’elettrodotto a 380 kV Gissi – Villanova (primo tratto necessario per il raddoppio della dorsale adriatica a 380 kV), delle linee in cavo a 220 kV Acerra – Casalnuovo e Poggioreale – Secondigliano nell’area metropolitana di Napoli, dei primi progetti pilota di impianti di accumulo diffuso presso i siti di Flumeri e Ginestra degli Schiavoni sulle direttrici critiche 150 kV della Campania, degli impianti a 150 kV per l’alimentazione della città di Bari dalla stazione di Palo del Colle, di importanti opere relative a nuove stazioni 380/150 kV di raccolta e linee a 150 kV per favorire lo sviluppo e il pieno sfruttamento della produzione rinnovabile al Sud;
- a queste si aggiungono altre opere di particolare rilevanza per il Paese come i collegamenti HVDC di interconnessione con la Francia (Piossasco-Grand’Ile, che sfrutta il traforo autostradale del Frejus) e il cavo sottomarino con il Montenegro (Villanova-Lastva), il potenziamento dell’elettrodotto a 380 kV Foggia - Benevento II, l’interconnessione 380 kV (Sorgente – Rizziconi) tra Sicilia e il Continente, per i quali le autorizzazioni sono state ottenute negli anni passati e nel corso del 2013 sono proseguiti secondo programma i lavori di realizzazione;
- l’avvio degli iter autorizzativi per i progetti relativi alla linea 380 kV Cassano – Chiari, alla stazione di trasformazione 220/132 kV Monte di Malo, all’elettrodotto 132 kV Magliano A. – Fossano, al riassetto della rete 380 kV e 132 kV nell’area di Lucca e di Vaiano, ai raccordi 150 kV delle stazioni 380/150 kV di Tuscania e Rotello per la raccolta della produzione da fonti rinnovabili, all’elettrodotto 150 kV Cappuccini – Camerino, alla linea 150 kV S. Teresa – Tempio - Buddusò per la magliatura della rete a 150 kV in Sardegna.



Premessa	3	3.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	47
1 Il processo di pianificazione della rete elettrica - quadro di riferimento	11	3.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio	48
1.1 Il Piano di Sviluppo della RTN e la SEN	12	3.5 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP	49
1.2 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	14	3.6 Analisi esigenze di regolazione del sistema elettrico 51	
1.3 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	15	3.7 Smart Transmission Solutions	54
1.3.1 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse	16	3.7.1 Piano di rifasamento e soluzioni innovative per la sicurezza e la qualità del servizio	56
1.4 Variazioni dell'ambito della RTN	17	3.7.2 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo	59
1.4.1 Proposte di ampliamento dell'ambito della RTN	18	4 Nuove infrastrutture di rete per la produzione da FRNP61	
1.5 Pianificazione coordinata tra TSO in ambito paneuropeo	18	4.1 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT	61
1.5.1 I drivers dello sviluppo della rete europea	18	5 Interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2014	65
1.5.2 Il Regolamento (UE) 347/2013 e i Progetti di Interesse Comunitario (PCI)	18	5.1 Dettaglio nuovi interventi di sviluppo	65
1.5.3 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)	20	5.2 Ulteriori interventi in risposta a esigenze di sviluppo già pianificate	66
1.5.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)	22	Disegni	67
2 Scenari di riferimento	25	6 Priorità di sviluppo	69
2.1 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico	25	6.1 Interventi di sviluppo prioritari	69
2.2 Strategia Energetica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico	27	6.2 Opere di Sviluppo in valutazione	78
2.3 Vision di ENTSO-E	29	7 Risultati attesi	81
2.4 Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo	32	7.1 Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	81
2.4.1 Previsioni di domanda	32	7.2 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati	81
2.4.2 Evoluzione della generazione	35	7.3 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili	83
2.4.3 Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero	39	7.4 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni	84
2.5 Market Coupling - Processo di integrazione dei mercati	41	7.5 Riduzione delle perdite di trasmissione	84
3 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano	43	7.6 Riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub>	85
3.1 Copertura del fabbisogno nazionale	43	7.7 Scambi energetici nel medio periodo	86
3.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione	44	7.8 Incremento della consistenza della RTN	87

<b>Indice Allegato 1</b>		<b>Quadro Normativo di riferimento</b>			
1	Quadro normativo di riferimento	91	1.5	Provvedimenti in corso di predisposizione	108
1.1	Riferimenti normativi di base	91	1.6	Unità essenziali per la sicurezza del sistema	109
1.2	Regolamentazione a livello europeo	99	1.7	Riferimenti normativi per i sistemi di accumulo	110
1.3	Atti normativi emanati nel corso del 2013	102			
1.4	Delibere AEEG emanate nel corso del 2013	104			

<b>Indice Allegato 2</b>		<b>Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati</b>			
1	Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati	115	1.2	Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica	128
1.1	Attuali criticità di esercizio della rete	115	1.2.1	Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export	128
1.1.1	Sicurezza di esercizio	115	1.2.2	Market Coupling Italia-Slovenia	129
1.1.2	Continuità di alimentazione	117	1.2.3	Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima	130
1.1.3	Qualità della tensione	118	1.2.4	Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico	133
1.1.4	Impatto sul sistema elettrico della produzione da FRNP	120	1.2.5	Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)	135
1.1.5	Capacità di trasporto per scambi con l'estero	126			

<b>Indice Allegato 3</b>		<b>Valutazioni Tecnico-Economiche</b>			
1	Introduzione	141	4.4	Ipotesi alla base del calcolo dei benefici	186
2	Contenuti del documento	143	4.4.1	Premessa	186
3	Stato di avanzamento attività di sviluppo della RTN	145	4.4.2	Aumento scambi con l'estero (BT1)	186
3.1	Opere di sviluppo ultimate	146	4.4.3	Riduzione delle perdite di rete (BT2)	186
3.2	Opere di sviluppo in realizzazione	152	4.4.4	Riduzione energia non fornita (BT3)	187
3.3	Opere di sviluppo in autorizzazione	162	4.4.5	Riduzione di congestioni e poli limitati (BT4)	188
3.4	Opere di sviluppo in concertazione	171	4.4.6	Riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili (BT5)	188
3.5	Opere di sviluppo in valutazione	172	4.4.7	Investimenti evitati (BT6)	189
4	Analisi costi e benefici	181	4.4.8	Riduzione dei costi per servizi di rete (BT7)	189
4.1	Metodologia per l'elaborazione delle analisi costi/benefici	181	4.4.9	Riduzione dell'emissione di CO2 (BT8)	189
4.2	Scenari di riferimento e modelli di simulazione	181	4.4.10	Riepilogo principali parametri di monetizzazione	189
4.3	Ipotesi alla base del calcolo dei costi	182	4.5	Risultati dell'analisi costi/benefici dei principali interventi	190
4.3.1	Premessa	182	4.5.1	Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero	191
4.3.2	Classificazione degli elementi di rete	183	4.5.2	Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete	191
			4.5.3	Interventi nelle aree metropolitane	196
			4.5.4	Interventi di sviluppo per la qualità del servizio	197
			5	Sperimentazione sistemi di accumulo diffuso	199



# **Piano di Sviluppo 2014**



## 1 Il processo di pianificazione della rete elettrica - quadro di riferimento

La pianificazione della RTN è effettuata da Terna in modo da perseguire gli obiettivi indicati dal Disciplinare di Concessione<sup>1</sup>. Al riguardo, la Concessione fissa i seguenti obiettivi generali in capo alla Concessionaria, in qualità di soggetto gestore della RTN:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo (art. 4, comma 1);
- deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica sul territorio nazionale (art. 4, comma 1);
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori (art. 4, comma 1);
- concorrere a promuovere la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti (art. 4, comma 1);
- connettere alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio (art. 3, comma 2).

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, nel rispetto degli specifici indirizzi formulati dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ai sensi del D.lgs 79/99, 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.

Sempre all'art. 9, la Concessione dispone che il Piano di Sviluppo della RTN contenga, in particolare:

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

Il Dlgs. 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 per l'energia elettrica e il gas (AEEG) che, secondo i propri regolamenti, effettua una consultazione pubblica di cui rende pubblici i risultati e trasmette l'esito della propria valutazione al MSE (art. 36, comma 13);

<sup>1</sup> 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.

- il Piano sia trasmesso al MSE, che lo approva acquisito il parere<sup>2</sup> delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma e tenuto conto delle valutazioni formulate da parte dell'AEEG (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, 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 (cfr. successivo capitolo 2 e Allegato 2 del PdS 2013) 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, che trova espressione nel successivo paragrafo 1.5.

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 e descritti in sintesi nel successivo paragrafo 1.2.

<sup>2</sup> 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).

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 (cfr. capitolo 3).

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 (cfr. capitolo 5).

### 1.1 Il Piano di Sviluppo della RTN e la SEN

La Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata con il decreto interministeriale dell'8 marzo 2013, individua nel settore energetico l'elemento chiave per garantire la crescita economica e sostenibile del Paese, fornendo gli obiettivi e le priorità d'azione da implementare nel medio-lungo termine, ovvero al 2020.

In particolare, il documento analizza il settore dell'energia in 5 aree tematiche:

- il consumo di energia,
- l'infrastruttura e il mercato elettrico,
- l'infrastruttura e il mercato del gas,
- la raffinazione e la distribuzione dei prodotti petroliferi,
- la ricerca ed estrazione di petrolio e gas.

Accanto a tali aree vi è poi un'area che abbraccia tutti e 5 i settori, che è quella della *Governance*, inerente le attività regolamentate, nazionali ed internazionali, nonché i processi amministrativi ed autorizzativi.

Le principali sfide che la nuova strategia intende affrontare riguardano:

- la riduzione dei prezzi dell'energia per consumatori ed imprese, mediamente superiori agli altri Paesi europei e sui quali incidono diversi fattori quali il mix produttivo (basato soprattutto su gas e rinnovabili), gli incentivi sulle rinnovabili ed altri oneri di sistema;
- l'aumento della sicurezza e dell'indipendenza degli approvvigionamenti nazionali;
- il raggiungimento e superamento degli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020;

- favorire la crescita industriale del settore energia attraverso importanti investimenti e l'innovazione tecnologica.

Per raggiungere tali obiettivi, la SEN individua precise priorità da predisporre nei prossimi anni, che per il settore elettrico riguardano principalmente:

- lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
- lo sviluppo di un mercato elettrico efficiente e pienamente integrato con quello europeo.

In tale contesto è pertanto necessario che la Strategia Energetica Nazionale ed il Piano di Sviluppo della RTN siano coerenti e tali da contribuire sinergicamente allo sviluppo del settore (vedi successivo par. 2.2).

In particolare, la SEN pone come obiettivo per lo sviluppo delle energie rinnovabili il raggiungimento del 35-38% dei consumi finali al 2020, che in tal modo ambirebbero ad essere la principale componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas. Il sostegno allo sviluppo del settore deve, tuttavia, essere accompagnato da una graduale riduzione degli oneri di sistema con l'allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei ed un graduale raggiungimento della *grid parity*.

Altro elemento chiave per lo sviluppo delle energie rinnovabili è la loro integrazione con il mercato e la rete, eliminando progressivamente tutti gli elementi di distorsione del mercato, di tipo regolatorio e strutturale della rete stessa.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico, la SEN punta a tre obiettivi principali:

- allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei;
- assicurare la piena integrazione europea attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture e l'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati;
- continuare a sviluppare il mercato elettrico libero ed integrato con la produzione rinnovabile.

In tale contesto, la SEN indica che il Piano di Sviluppo dovrà dare massima priorità agli interventi volti alla riduzione delle congestioni tra zone di mercato e alla rimozione dei vincoli per i poli di produzione limitata, eliminando gli ostacoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione più efficienti. Conseguentemente, assumeranno grande importanza le semplificazioni dei processi

autorizzativi con le amministrazioni al fine di ridurre i tempi per l'avvio delle opere.

Per cogliere le opportunità derivanti dall'integrazione europea, dovrà essere dedicata particolare attenzione:

- all'armonizzazione delle procedure operative per un efficiente accoppiamento dei mercati, al fine di avere un prezzo unico europeo anche grazie alla maggiore efficacia dei sistemi di market coupling;
- alla definizione dei codici di rete europei e della *governance* del mercato, e tra questi le linee guida per l'allocazione della capacità di trasporto e la gestione delle congestioni trans-frontaliere;
- all'incremento previsto della capacità di interconnessione trans-frontaliera, così come indicato nel Piano di Sviluppo della RTN.

Infine, per integrare la produzione da fonti rinnovabili, si rendono necessarie le seguenti azioni:

- la definizione di meccanismi di gestione della potenziale sovra-produzione (non utilizzabile dal sistema) a livello locale o nazionale:
  - in maniera preventiva identificando le zone critiche con alta concentrazione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e limitando l'ulteriore potenza incentivabile in tali zone;
  - nel breve-medio termine prevedendo ottimizzazioni degli scambi di frontiera e/o della produzione degli impianti rinnovabili ed il rafforzamento delle linee di trasporto;
  - in un orizzonte di tempo più lungo prevedendo anche la possibilità di installazioni di sistemi di accumulo e sistemi di controllo evoluti sia sulle reti di distribuzione (smart-grids)
  - che di trasmissione (interventi di "flessibilizzazione" della rete);
- la definizione delle modalità per garantire l'adeguatezza del servizio in presenza di scarsa programmabilità e rapidi cambiamenti della produzione:
  - assicurando, nell'attuale contesto di sovracapacità, gli esistenti meccanismi di remunerazione per il Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD);
  - nel medio-lungo termine, attraverso un meccanismo di remunerazione della

capacità (*capacity payment*) ben calibrato e stabile, al fine di assicurare i margini di riserva necessari al sistema;

- sempre nel medio-lungo termine attraverso la revisione del modello di mercato, nel quadro di unificazione delle regole a livello europeo.

La SEN individua, infine, le linee guida anche per gli anni 2030-2050 sostenendo una strategia di lungo periodo flessibile ed efficiente, attenta alle potenziali evoluzioni tecnologiche e di mercato, tra le quali:

- le tecnologie rinnovabili, essendo attesa la riduzione dei relativi costi e la conseguente maggiore incidenza delle rinnovabili sul sistema ed il raggiungimento in pochi anni della *grid-parity*;
- le tecnologie dei sistemi di accumulo che, insieme allo sviluppo della rete, saranno fondamentali per garantire lo sviluppo in sicurezza delle fonti rinnovabili e saranno di supporto alla diffusione dei veicoli elettrici ed alle smart-grids.

In coerenza con il percorso di decarbonizzazione dell'Energy Roadmap 2050 (riduzione emissioni CO<sub>2</sub> del 80-95% rispetto ai livelli del 1990), la SEN definisce gli orientamenti principali alla base dell'evoluzione del sistema nel lunghissimo termine, tra i quali:

- la necessità di aumentare gli sforzi in efficienza energetica per ridurre i consumi primari in un range dal 17% al 26% al 2050;
- incremento delle energie rinnovabili, che copriranno il 60% dei consumi finali lordi al 2050;
- incremento del grado di elettrificazione, in particolare nei settori termico e dei trasporti.

## 1.2 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 ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

La pianificazione è riferita agli orizzonti di medio periodo (a cinque anni) e di lungo periodo (a dieci anni) del Piano di Sviluppo.

In particolare, le linee di sviluppo della RTN sono definite essenzialmente sulla base della necessità, richiamate dalla Concessione, di:

- garantire la copertura della domanda nell'orizzonte di Piano;
- garantire la sicurezza di esercizio della rete;
- potenziare la capacità di interconnessione con l'estero;
- ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- favorire l'utilizzo e lo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili;
- soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

Driver 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 consentendo di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva e garantisce maggiore concorrenza sui mercati dell'energia.

La riduzione delle congestioni di rete, sia tra aree di mercato sia a livello locale, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire 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<sup>3</sup>, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN, persegua l'obiettivo "...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione e alla

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

riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici”.

Infine, come sancito dalla Direttiva del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 21 gennaio 2000, nella determinazione dei possibili interventi di sviluppo, viene posta la massima attenzione alle esigenze di miglioramento del servizio nel Mezzogiorno e nelle altre zone in cui il sistema di trasporto dell'energia elettrica è caratterizzato da minore efficienza in termini di continuità e affidabilità, anche in quanto in tali aree il rinforzo della rete elettrica di trasmissione può risultare determinante per lo sviluppo del tessuto socio-economico.

### 1.3 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

I dati e le informazioni alla base del processo di pianificazione della RTN sono riconducibili a tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: lo stato del sistema elettrico<sup>4</sup> e la sua evoluzione, lo sviluppo e la distribuzione dei consumi<sup>5</sup> e della produzione<sup>6</sup> di energia elettrica.

Tali informazioni (cfr. Figura 1) comprendono:

- a. elementi e parametri desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato, quali:
  - o 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;

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

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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.

- o i dati sui valori di tensione, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
  - o 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;
  - o i segnali derivanti dal funzionamento del Mercato dell'Energia (prezzi zonal, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni interzonal e alle frontiere ecc.), e del Mercato dei Servizi (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).
- b. previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, quali:
    - o i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
    - o 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;
    - o l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
    - o le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
    - o le connessioni di impianti di produzione, di utenti finali e di impianti di distribuzione alla RTN;
    - o 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;
    - o le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
    - o le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.



Figura 1 - Criteri di elaborazione del Piano di Sviluppo

Le informazioni relative al punto a. (descritte più in dettaglio nell'Allegato 2 del PdS 2014) 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 del punto b. (esaminati nel capitolo 2 del presente documento) 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 (vedi Figura 2).

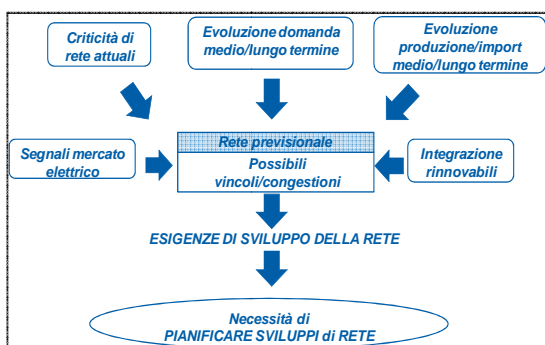


Figura 2 - Processo di pianificazione

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 *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 a una accurata analisi costi – benefici secondo le modalità dettagliatamente descritte nell'Allegato 3 "Valutazioni Tecnico-Economiche" del PdS 2014.

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 1.5 del presente capitolo.

### 1.3.1 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 (cap. 2, par. 2.4.4, 2.4.5 e 2.5.4), i gestori delle reti interoperanti con la RTN, tra i quali in particolare



i distributori, sono tenuti a comunicare in tempo utile 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 (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.

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'AEEG 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, fatte salve le decisioni che verranno prese in materia dall'Autorità a conclusione del suddetto procedimento, Terna ha proseguito anche nel 2013 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.

#### 1.4 Variazioni dell'ambito della RTN

Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico), 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<sup>7</sup>, 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.

<sup>7</sup> Codice di Rete, Cap. 2, par. 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

#### 1.4.1 Proposte di ampliamento 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 all'acquisizione della linea a 380 kV "Larino-Termoli C.le" e della sezione 380 kV della stazione Termoli C.le di proprietà Sorgenia.

#### 1.5 Pianificazione coordinata tra TSO in ambito paneuropeo

L'esperienza di coordinamento tra TSO maturata nell'ambito delle attività di esercizio del sistema elettrico interconnesso, è stata proficuamente estesa anche alla pianificazione degli sviluppi della rete di trasmissione.

Anche su questo fronte è emersa la necessità di rispondere ad esigenze comuni volte a garantire azioni congiunte da parte dei TSO orientate al raggiungimento degli obiettivi Comunitari, in linea con una visione unitaria pan-europea del sistema energetico infrastrutturale.

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

- definizione di scenari comuni;
- esigenze di sviluppo orientate verso fattori chiave comuni (*Security, Adequacy, Market Integration, Sustainability*);
- criteri di investimento sostenibili.

La costante presenza 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.

##### 1.5.1 I drivers dello sviluppo della rete europea

Con l'entrata in vigore del "Terzo Pacchetto Energia" nel 2011, sono state introdotte formalmente le disposizioni comunitarie atte a modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo che hanno introdotto, tra l'altro, misure orientate al rafforzamento dell'integrazione tra i mercati elettrici regionali ed al miglioramento delle attività di cooperazione tra i gestori della rete di trasmissione di energia elettrica in Europa.

Le principali norme previste dal "Terzo Pacchetto Energia" relativamente al settore elettrico sono:

- Regolamento CE n. 713/2009, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)<sup>8</sup>.
- Direttiva 2009/72/CE, relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica in sostituzione della Direttiva 2003/54/CE.
- Regolamento CE n. 714/2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica in sostituzione del precedente Regolamento CE n. 1228/2003 (*Regolamento Elettricità*).

Per quanto riguarda lo sviluppo infrastrutturale derivante dalla politica energetica Comunitaria, l'entrata in vigore del Regolamento (UE) 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee ha ridefinito gli strumenti, le strategie e priorità di sviluppo dei corridoi infrastrutturali energetici<sup>9</sup>.

##### 1.5.2 Il Regolamento (UE) 347/2013 e i Progetti di Interesse Comunitario (PCI)

Alla luce degli orientamenti stabiliti nel 2006 dal Parlamento Europeo per le reti transeuropee nel settore dell'energia, i cosiddetti *TEN-E projects*, mirati principalmente a sostenere l'effettiva realizzazione del mercato interno Europeo dell'energia, incoraggiando nel contempo produzione, trasporto, distribuzione e uso razionali delle risorse energetiche, è emersa l'esigenza di intensificare a livello di Comunitario gli sforzi volti a far fronte alle sfide future.

Infatti, analizzando il contesto *TEN-E*, è stato chiaro che tale quadro, pur apportando un contributo positivo ai progetti selezionati, dando loro visibilità politica, risentisse comunque della mancanza di una visione generale per colmare i divari infrastrutturali individuati dalla politica energetica Comunitaria.

Inoltre il varo della nuova strategia energetica Europea "2020", definita dal Consiglio Europeo e connotata dagli obiettivi di crescita sostenibile mediante la promozione di un'economia più efficiente dal punto di vista dell'utilizzo delle

---

<sup>8</sup> Tra le principali attività dell'Agenzia Europea per la Cooperazione tra i Regolatori Energetici (ACER), rientra quella di assistere e coordinare 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 gran parte delle attività di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete di trasmissione elettrica europea e regionale.

<sup>9</sup> Il nuovo Regolamento sancisce infatti l'abrogazione degli orientamenti in materia di reti trans-europee nel settore dell'energia stabilite nella decisione 1364/2006 (TEN-E) a partire dal 01 gennaio 2014.

risorse energetiche, più rispettosa dell'ambiente, più sostenibile e più competitiva, ha spinto le istituzioni europee a puntare verso una politica energetica Comune che favorisca lo sviluppo tempestivo ed efficace delle reti trans-europee, creando interconnessioni a livello continentale, in particolare per integrare le fonti di energia rinnovabile.

Partendo dunque da questi presupposti, la Commissione Europea ha lavorato sul nuovo Regolamento Europeo n. 347/2013, che è entrato in vigore lo scorso 15 Maggio 2013, atto a favorire l'ammodernamento e l'ampliamento delle infrastrutture energetiche europee e l'interconnessione delle reti attraverso le frontiere, al fine di rendere operativa la solidarietà tra gli Stati membri, garantendo rotte di approvvigionamento o di transito e lo sviluppo e l'integrazione di fonti di energia alternative rinnovabili in competizione con le fonti tradizionali (cfr. Figura 3).

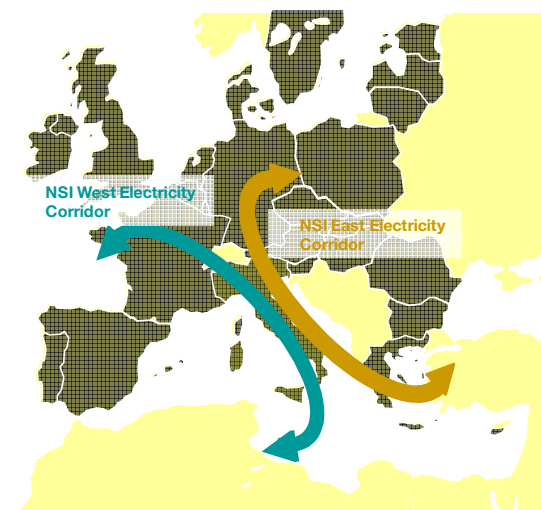


Figura 3 - Corridori energetici prioritari che coinvolgono l'Italia definiti dal Regolamento 347/2013

Tali strategie Comunitarie per lo sviluppo infrastrutturale contenute nel Regolamento 347/2013 sono atte principalmente a:

- disporre le regole per individuare i progetti di interesse comunitario (PCI);
- intervenire sui procedimenti autorizzativi per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comunitario;
- 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 comunitario;
- determinare l'ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria

della EU, attraverso contributi per studi e realizzazioni, utilizzando gli strumenti finanziari previsti nel nuovo "meccanismo di collegamento per l'Europa" (CEF: *Connecting Europe Facility*<sup>10</sup>).

In virtù di tale Regolamento, la Commissione Europea ha pubblicato la prima lista di progetti di interesse comune (*PCI Union List*) lo scorso 14 Ottobre. I 66 PCI individuati dalla Commissione Europea per il settore Elettricità comprendono sia progetti promossi da TSOs Europei, sia progetti promossi da promotori terzi che operano nella rete di Trasmissione dell'energia (cfr. Figura 4).

Tali progetti dovranno "riconfermare" la loro strategicità ed importanza a livello tecnico-economico prima di poter essere inseriti nella Seconda lista PCI prevista nell'autunno 2015. Affinchè la bontà di tali progetti sia riconfermata, essi devono essere inseriti insieme alla propria valutazione nel prossimo piano di sviluppo europeo che ENTSO-E pubblicherà a fine 2014 (TYNDP 2014). Il processo di valutazione dei PCI da parte di ENTSO-E è svolto attraverso opportune analisi tecniche a livello di Regionale e attraverso l'applicazione una metodologia costi benefici multi-criteria<sup>11</sup> redatta da ENTSO-E in adempimento all' Art. 11 del Reg. (UE) 347/2013, attualmente in consultazione presso gli Stati Membri, la Commissione e l'ACER.

<sup>10</sup> Tale meccanismo è oggetto di una separata proposta di regolamento che si applica a partire dal 01 gennaio 2014 con una dotazione complessiva di 5,12 Mld di euro dal 2014 al 2020 per i progetti infrastrutturali nel settore dell'energia, di cui 366 Mln€ stanziati per il 2014.

<sup>11</sup> cfr. ENTSO-E CBA Methodology

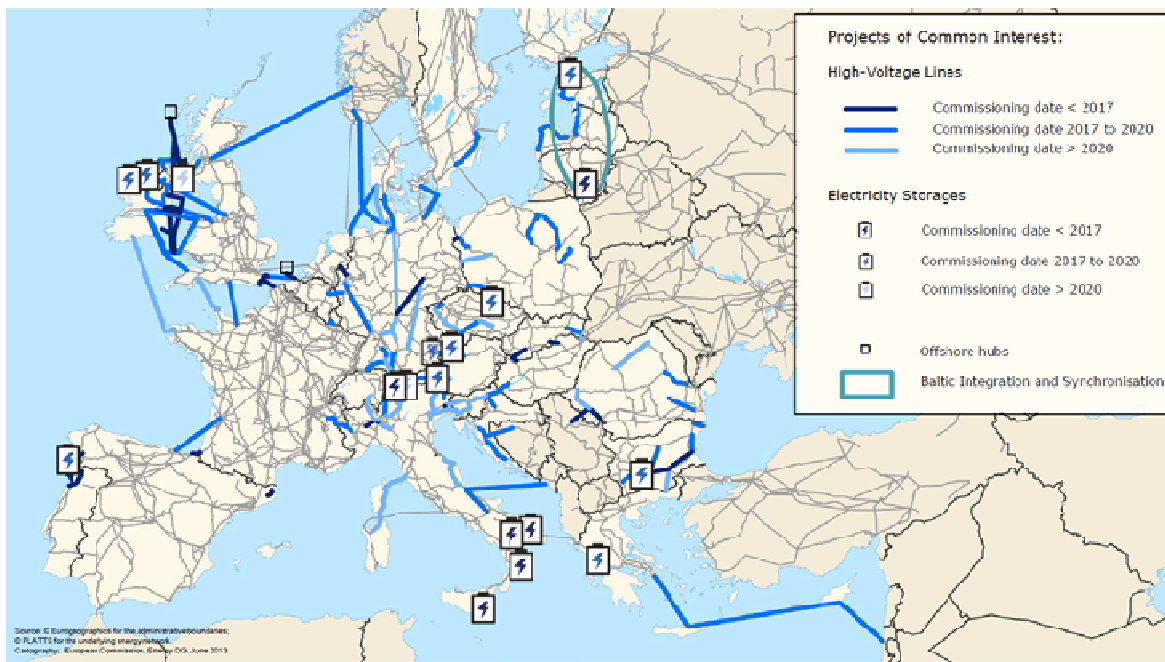


Figura 4 - Progetti di interesse Comune nel settore elettrico identificati dalla Prima Lista Comunitaria

Per quanto riguarda il nostro paese, la Commissione ha individuato 11 PCI in ambito elettrico e 1 PCI in ambito Smart Grid. La maggior parte di questi PCI coinvolgono Terna direttamente come controparte negli investimenti di interconnessioni transfrontaliere con Francia, Austria, Svizzera, Slovenia e Montenegro, e promotore unico per i rinforzi di rete AAT considerati prioritari.

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

Nel contesto normativo descritto dal Reg. (UE) 714/2009, nel 2009 è stata costituita l'associazione ENTSO-E, formata da 41 Gestori di Rete Europei appartenenti a 34 Paesi (Figura 5). Lo scopo principale dell'ENTSO-E<sup>12</sup> è quello di

<sup>12</sup> L'ENTSO-E ha anche il compito di elaborare codici di rete e supportare la definizione delle regole di mercato, con particolare riferimento a:

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

promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di (Figura 6):

- garantire l'aumento dell'utilizzo di FER al 20% della produzione totale di energia entro il 2020;
- promuovere ulteriormente il mercato interno dell'energia (IEM), riducendo le congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza della fornitura (SOS) e l'affidabilità del sistema di trasmissione interconnesso che collega 525 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 di Sviluppo Europeo *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.

- consultazione delle parti interessate e confronto delle diverse posizioni relative alle questioni di politica energetica.

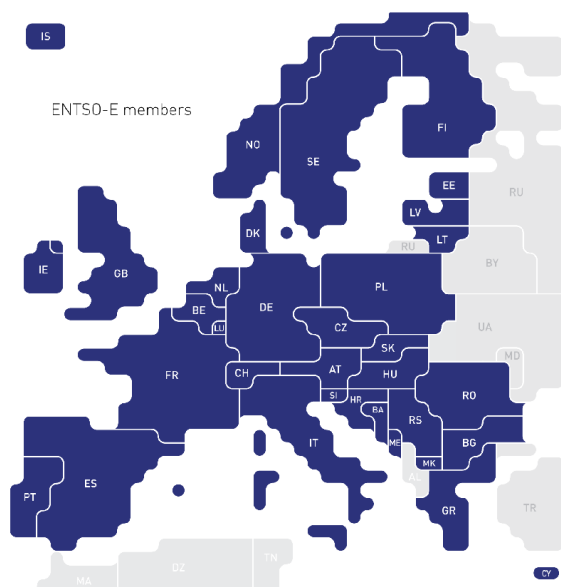


Figura 5 - Paesi Europei membri ENTSO - E

Il Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea (*Ten-Years Network Development Plan - TYNDP*) di ENTSO-E è pertanto il riferimento metodologico ed effettivo più completo ed aggiornato a livello europeo riguardante l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica e definisce gli investimenti più significativi che 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 comunitario, come definito dal Regolamento 347/2013.

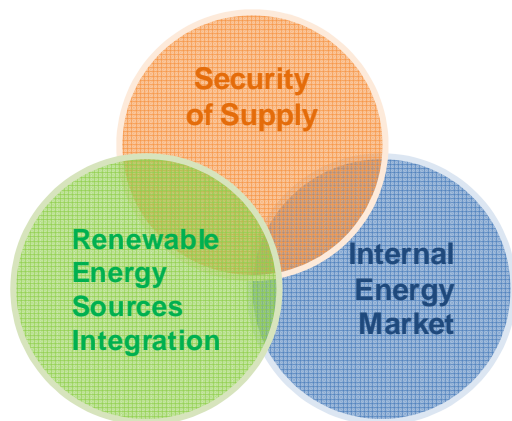


Figura 6 - I drivers dello sviluppo della rete Europea

Lo sviluppo pan-europeo della rete di trasmissione, oltre che essere catalizzato da obiettivi comuni, ha bisogno di essere supportato da una stessa visione di riferimento contenente le indicazioni provenienti dall'ambito Comunitario, dagli operatori del sistema elettrico oltre che dai TSO, fondamentale per la definizione degli scenari di studio e per le analisi di rete e di mercato.

Lo sviluppo della rete di trasmissione è basato principalmente sull'evoluzione prevista della domanda e della generazione di energia elettrica.

ENTSO-E pertanto elabora il proprio piano di sviluppo considerando le previsioni pubblicate annualmente nel rapporto chiamato *Scenario Outlook e Adequacy Forecast - SO&AF*.

Il documento *SO&AF 2013-2030*<sup>13</sup> analizza l'adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione in tre diversi scenari di riferimento.

A seguito della prima edizione "pilota" del TYNDP avvenuta nel giugno 2010, nel 2012 ENTSO-E ha pubblicato sul proprio sito web il *TYNDP 2012 Package*<sup>14</sup> (il primo Piano ufficiale della rete di trasmissione europea, dall'entrata in vigore del Regolamento comunitario n. 714/2009), approvato ad aprile 2012 a valle di una consultazione pubblica durata 6 settimane.

La prossima versione 2014<sup>15</sup> del TYNDP di ENTSO-E è prevista per la fine del prossimo anno e, come per l'edizione 2012, il *Package* sarà composto da un documento principale affiancato da 6 Piani di Investimento Regionali (RgIP) e dal citato documento *SO&AF 2013-2030*.

L'edizione del TYNDP 2014, oltre che contenere una descrizione accurata dei progetti di sviluppo considerati di rilevanza Pan-Europea, comprensivi di mappe dei progetti di sviluppo previsti nel medio e lungo termine, darà una valutazione tecnico-economica basata su una metodologia di valutazione quali-quantitativa dei benefici che la realizzazione di ciascun progetto di rilevanza Pan-Europea potrà apportare al sistema elettrico europeo in termini di:

- incremento della capacità di trasmissione transfrontaliera (*Grid Transfer Capacity – GTC*),
- incremento del beneficio economico diffuso (*Socio-Economic Welfare – SEW*),
- integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico (*RES Integration*),
- riduzione emissioni di CO2 (*CO2 emission reduction*),
- affidabilità e sicurezza della fornitura di energia elettrica (*Security of Supply*),
- riduzione delle perdite di rete (*Losses variation*)

includendo anche la valutazione in termini qualitativi degli indicatori:

<sup>13</sup> [www.entsoe.eu/soaf-2013-2030](http://www.entsoe.eu/soaf-2013-2030)

<sup>14</sup> TYNDP 2012 di ENTSO-E

<sup>15</sup> [www.entsoe.eu/tyndp-2014 process](http://www.entsoe.eu/tyndp-2014%20process)

- incremento resilienza/sicurezza del sistema,
- flessibilità del progetto,
- sensibilità Ambientale/Sociale.

Tali valutazioni derivano da studi di rete e di mercato previsionali negli scenari di Piano portati avanti dai TSO nell'ambito dei gruppi di lavoro Regionali.

Al riguardo, ENTSO-E, spinta tenuto conto anche di quanto previsto dal nuovo Regolamento 347/2013, ha predisposto una metodologia Analisi Costi-Benefici (*CBA methodology*)<sup>16</sup> i cui obiettivi principali sono i seguenti:

- realizzare una procedura estendibile ad ogni tipologia di intervento di sviluppo elettrico, che consenta una valutazione omogenea di tutti i progetti inseriti all'interno del TYNDP di ENTSO-E;
- valutare gli investimenti candidati ad essere eletti a progetti di interesse comunitario (PCI), che contribuiscono all'integrazione dei mercati, alla sostenibilità e alla sicurezza degli approvvigionamenti.

I risultati dell'applicazione di tale metodologia saranno tenuti in considerazione da parte della Commissione Europea in sede di valutazione dei PCI, e dall'ACER e dalle Autorità di Regolazione Nazionali anche ai fini della ripartizione dei costi transfrontalieri e degli incentivi finanziari previsti dal meccanismo CEF.

In attesa del prossimo TYNDP 2014 di ENTSO-E, i dati risultanti dal TYNDP 2012 prevedono nei prossimi 10 anni la realizzazione di circa 100 *Projects* di rilevanza pan-europea attraverso la realizzazione o il potenziamento di oltre 50.000 km di linee, l'80% delle quali finalizzate all'integrazione delle fonti rinnovabili, per un programma di investimenti totali pari a circa 100 Mld€, di cui circa il 7% in capo a Terna.

Tra i progetti presenti nel TYNDP 2012 vi sono infatti anche i principali investimenti di Terna previsti negli orizzonti temporali di breve/medio e lungo termine. Il TYNDP, inoltre, nella trattazione riconosce la posizione strategica e baricentrica dell'Italia all'interno del bacino Mediterraneo, per l'integrazione elettrica dei Balcani e della sponda Nord Africana, avvalorando la bontà e l'efficacia dei progetti italiani proposti e sostenendo la loro indispensabilità per i benefici che apporteranno al sistema elettrico pan-europeo.

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

L'Associazione degli Operatori di reti elettriche del Mediterraneo Med-TSO è stata costituita nell'aprile 2012 con lo scopo di realizzare uno spazio privilegiato di concertazione tra i TSO con l'obiettivo di promuovere l'integrazione dei sistemi elettrici nel Mediterraneo.

Med-TSO, a seguito dell'adesione contemporanea degli Operatori di Israele e Palestina nel dicembre 2013, è composta da 19 TSO membri, in rappresentanza di 17 Paesi del Mediterraneo (Figura 7). E' un'associazione senza scopo di lucro, in cui i membri associati cooperano, attraverso la partecipazione ai gruppi di lavoro, al raggiungimento degli obiettivi fissati nel piano di lavoro.

La cooperazione con le Istituzioni internazionali quali ENTSO-E e MEDREG, la Commissione Europea, l'Assemblea Parlamentare del Mediterraneo, le Istituzioni Finanziarie Internazionali rappresenta una componente fondamentale per lo sviluppo di iniziative coordinate nel settore elettrico, valorizzando la molteplicità delle esperienze con un approccio multilaterale.

L'attività principale e prioritaria per il 2013, conferita dalla Commissione Europea a Med-TSO, si è basata su un processo di cooperazione multilaterale, per la pianificazione coordinata delle interconnessioni e degli sviluppi interni delle reti dei singoli Paesi, che ha prodotto il *Master Plan* delle Interconnessioni del Mediterraneo presentato in occasione della Riunione dei Ministri dell'Energia Europei e Mediterranei (dicembre 2013). Nel periodo di riferimento (2013-2022) i TSO prevedono nel Mediterraneo un aumento della capacità produttiva di 150 GW circa, di cui il 15% da fonti rinnovabili<sup>17</sup> (RES), in corrispondenza ad un aumento previsto della domanda elettrica di 90 GW circa. Gli investimenti in nuova capacità produttiva, in base al mix previsto, ammontano a circa 220-250 miliardi di Euro nel decennio<sup>18</sup>. In queste ipotesi, la priorità di oggi è il rinforzo e l'integrazione delle reti della riva Sud del Mediterraneo, come condizione per la loro integrazione con le reti della riva Nord.

<sup>16</sup> cfr. ENTSO-E CBA Methodology

<sup>17</sup> Percentuale che sale ad oltre il 25% considerando la nuova capacità idroelettrica prevista principalmente in Turchia.

<sup>18</sup> La variabilità della stima è legata all'incertezza sullo scenario di riferimento e quindi sulle scelte degli operatori.

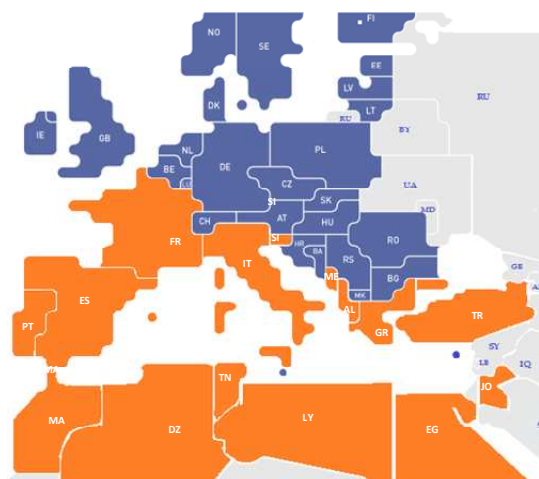


Figura 7 - Paesi membri Med-TSO<sup>19</sup>

Il Piano<sup>20</sup>, ad aggiornamento annuale scorrevole, stima per i prossimi 10 anni la realizzazione di 33.000 km di nuove linee ad altissima tensione, per 17 miliardi € di investimenti, cui vanno aggiunti circa 3 Mld di euro per la realizzazione di 3.000 MW di interconnessioni lungo l'asse Nord Sud.

La CE, nella Comunicazione congiunta agli altri Organi dell'Unione Europea dell'ottobre 2013, ha riconosciuto Med-TSO quale piattaforma attraverso cui perseguire gli obiettivi di politica energetica europea e il percorso di integrazione delle reti e dei quadri regolatori con i Paesi del Mediterraneo, nel quadro dei progetti di interesse comune.

Un percorso di cooperazione multilaterale per:

- l'integrazione dei mercati, attraverso l'integrazione delle reti e dei sistemi elettrici mediterranei;
- l'efficienza energetica, attraverso la condivisione delle risorse di generazione (impianti e fonti primarie di energia) e l'ottimizzazione della loro allocazione;
- lo sviluppo sostenibile, attraverso la promozione delle fonti rinnovabili e l'integrazione nei sistemi energetici locali;
- la sicurezza degli approvvigionamenti, attraverso la diversificazione delle fonti e delle aree di approvvigionamento.

In continuità con l'esperienza e i risultati conseguiti nel periodo 2012/2013, il Piano d'Azione Med-TSO 2014-2016, mirante a sostenere i progetti infrastrutturali, si sviluppa lungo le seguenti direttrici:

- *Regole.* Definire le regole essenziali (in cooperazione con Medreg), 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 (simulazione, analisi e valutazione).
- *Progetti di Riferimento.* Studi dettagliati per sostenere la realizzazione di Progetti specifici, dimostrativi della fattibilità e della validità dei progetti di interconnessione.
- *Base Dati Med-TSO.* Gestione delle informazioni condivise per lo sviluppo degli scambi di energia elettrica a livello regionale, quali dati caratteristici delle reti e delle infrastrutture, informazioni di mercato (progetti in corso o in via di definizione), regole e procedure.
- *Rete di conoscenza.* Una rete per lo scambio ed il trasferimento di conoscenze ed esperienze, in collaborazione con le Università dei Paesi dell'Area Med-TSO, che coinvolga i giovani, i middle manager ed i vertici delle imprese e delle Istituzioni coinvolte.

<sup>19</sup> Con l'aggiunta di IEC (Israele) e PEA (Palestina) a Dicembre 2013.

<sup>20</sup> Stima riferita ai Paesi non UE del perimetro Med TSO: Marocco, Algeria, Tunisia, Libia, Egitto, Giordania, Siria, Albania, Turchia.





## 2 Scenari di riferimento

Per pianificare in modo opportuno gli sviluppi della rete è necessario analizzare il funzionamento del sistema elettrico sia nello stato attuale sia in quello previsto su scenari previsionali di medio e lungo termine.

In tal modo è possibile valutare se le problematiche che già attualmente caratterizzano il sistema permangono o evolvono negli scenari futuri, consentendo una pianificazione ottimale degli interventi di sviluppo.

Nei seguenti paragrafi sono riportate sinteticamente le principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico e successivamente sono descritti gli scenari previsionali individuati coerentemente con il quadro delineato dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) e tenendo conto anche delle viste prospettiche (*Vision*) di lunghissimo termine definite in ambito europeo.

### 2.1 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico

Di seguito sono riportate le principali evidenze emerse nel corso del 2013 relativamente ai fenomeni e alle dinamiche che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico e l'andamento dei mercati.

Sulla base di un confronto dei dati provvisori relativi al 2013 con il corrispondente periodo del 2012, si osserva che la richiesta di energia elettrica nazionale è diminuita di circa il 3,4%; a livello territoriale la variazione della domanda è risultata ovunque negativa, ad eccezione della Lombardia con una variazione nulla (cfr. Figura 8).

Una contrazione particolarmente significativa è stata registrata in Sardegna principalmente in relazione alla chiusura di utenze energivore rilevanti.

Il fabbisogno di energia è stato soddisfatto per il 57% da termoelettrico, il 17% da idroelettrico, il 5% da eolico, il 7% da fotovoltaico, il 2% da geotermico e per la restante quota del 12% dal saldo con l'estero.

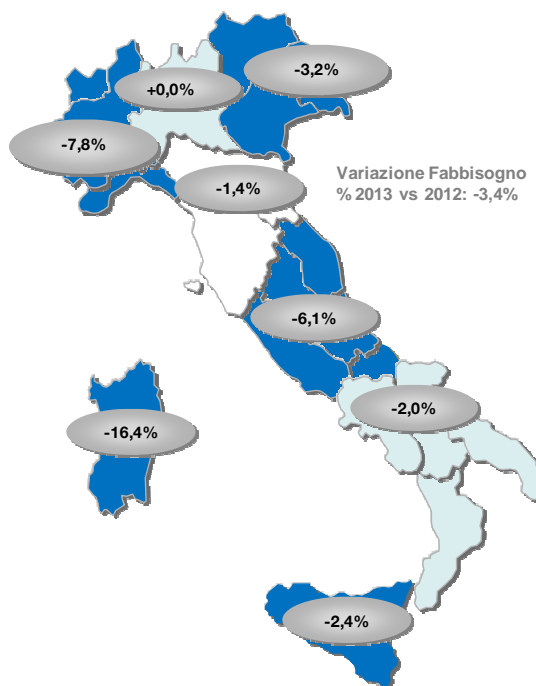


Figura 8 - Richiesta di energia elettrica per aree territoriali dati provvisori 2013

Il 2013 ha visto un ulteriore consistente incremento della capacità installata da fonti rinnovabili (dell'ordine di circa 2 GW di fotovoltaico e circa 400 MW di eolico), seppure con trend complessivamente più contenuti rispetto al 2012 (cfr. Figura 9).

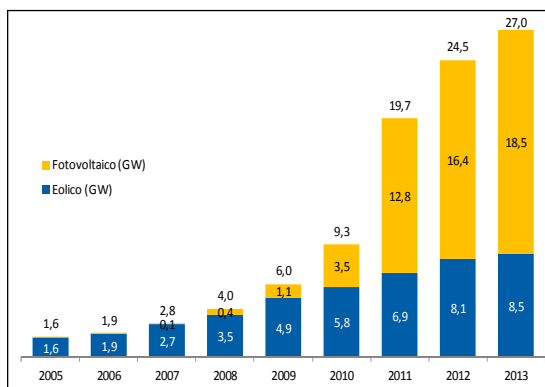


Figura 9 - Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW): dati provvisori 2013 [Fonte dati Terna]

Per quanto riguarda in particolare gli impianti fotovoltaici, la crescita ha riguardato la generazione distribuita sulle reti in media e bassa tensione.

Tale dinamica ha confermato ed accentuato i fenomeni, già rilevati nel corso del 2011 e 2012, di risalita dell'energia prodotta dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione, con inversione dei flussi che, in condizioni di elevata produzione da generazione distribuita, transitano dai livelli di tensione BT ed MT verso la rete AT. In particolare, è rilevante osservare come nel

2013<sup>21</sup>, oltre il 30% delle cabine primarie di distribuzione in Italia siano state interessate da questo fenomeno per un numero di ore significativo.

Per effetto della produzione distribuita in MT/BT, inoltre il profilo di carico sulla rete rilevante in alta tensione risulta modificato, con forte accentuazione della rampa di carico serale che, in particolare, nei giorni di basso carico (week end e bank holidays) quando sono in servizio pochi gruppi termoelettrici, ha fatto emergere maggiori rischi in termini di capacità di inseguimento della rampa di carico stessa.

La riduzione di impegno delle linee di trasporto in alcune ore del giorno caratterizzate da condizioni di basso carico (anche a causa dell'andamento dei consumi correlato al permanere della crisi economica), ha fatto registrare valori elevati di tensione anche sulla rete in AAT (in particolare in alcune aree del Lazio, della Campania, del Piemonte e del Friuli). Tale fenomeno, già riscontrato negli ultimi anni, è risultato enfatizzato anche a causa della generazione distribuita che, oltre a ridurre il carico visto dalla rete primaria, ha comportato una minore disponibilità di servizi di regolazione delle tensioni da parte della generazione termoelettrica esistente.

Nel 2013 la sempre maggiore diffusione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili ha fatto emergere, per la prima volta in modo significativo, specialmente in situazioni di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica, fenomeni di congestioni su rete AAT tra zone di mercato in direzione Sud-Nord e problemi di bilancio carico-generazione in particolare sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord. Tale fenomeno trova conferma negli scenari previsionali di medio-lungo periodo da cui deriva l'urgenza di provvedere al potenziamento della capacità di trasporto.

Inoltre, la presenza di aree della rete AT con produzione da fonti rinnovabili eccedentaria rispetto al carico locale e alla capacità di trasporto delle linee, conferma ancora l'esigenza di rinforzi per rimuovere i rischi di sovraccarico, in particolare su alcune porzioni di rete critiche al Sud.

Tali fenomeni hanno confermato le esigenze di maggiori risorse di regolazione del sistema elettrico, sempre più necessarie in prospettiva per far fronte a problemi di over-generation specialmente in condizioni di basso carico, con minore disponibilità di generazione

termoelettrica in servizio e potenziale riduzione della capacità di regolazione del sistema.

Risulta confermata anche la forte riduzione complessiva delle ore di utilizzazione degli impianti tradizionali a ciclo combinato CCGT.

Per quanto riguarda il rispetto dei requisiti, previsti dall'Allegato A70 al Codice di rete ai sensi della Delibera AEEG 84/12, al fine di garantire la sicurezza del sistema, si riscontrano risultati positivi nel retro-fitting della generazione distribuita: nel 2013 risultano, infatti, adeguati ai campi di funzionamento di frequenza e tensione circa il 92% degli impianti complessivi.

Per quanto riguarda il comportamento dei mercati, i valori del PUN registrati nel 2013 sono risultati generalmente inferiori rispetto a quelli del 2012 e del 2011, a causa della strutturale riduzione della domanda. Tuttavia i prezzi del mercato italiano, restano mediamente superiori a quelli dell'Europa continentale anche se con scarti inferiori rispetto all'anno passato. La zona di mercato Sud si è confermata quella più competitiva, mentre i prezzi sul continente e in Sardegna sono risultati sostanzialmente allineati, permanendo invece un prezzo zonale significativamente più elevato in Sicilia.

Relativamente al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), l'approvvigionamento dei servizi di rete (essenzialmente regolazione tensioni e riserva) nelle zone Sicilia, Sardegna e Sud è risultato ancora elevato in proporzione al fabbisogno zonale.

Infine, per quanto attiene gli scambi con l'estero, si è evidenziata una maggiore variabilità degli scambi di energia alla frontiera Nord, potenzialmente riconducibile a minore affidabilità della capacità produttiva di base all'estero (conseguenza delle politiche di *nuclear phase out* in Germania e del crescente contributo delle fonti rinnovabili non programmabili anche nel mix produttivo europeo).

I principali fenomeni descritti sono dettagliati nell'Allegato 2 "Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati" del PdS 2014.

---

<sup>21</sup> Dati 2013 provvisori (totale progressivo a Novembre).

## 2.2 Strategia Energetica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico

Come indicato nel precedente paragrafo 1.1, obiettivo della Strategia Energetica Nazionale (SEN) è la crescita economica e sostenibile del Paese. Per raggiungere tale obiettivo la SEN individua nel settore energetico l'elemento chiave per la crescita, definendone gli scenari evolutivi al 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, l'evoluzione degli scenari definiti nella SEN prevedono al 2020<sup>22</sup>:

- un contenimento dei consumi elettrici grazie ad una forte spinta sull'efficienza energetica;
- un mix produttivo incentrato soprattutto su gas e rinnovabili, dove le rinnovabili saranno la prima componente del mix produttivo con un 35-38% atteso, al pari del gas;
- una minore dipendenza dall'estero, con una riduzione dall'84% al 67% del fabbisogno energetico, grazie ai previsti interventi di efficienza energetica, all'aumento delle rinnovabili, alla maggiore produzione nazionale di idrocarburi e ad una riduzione delle importazioni di elettricità.

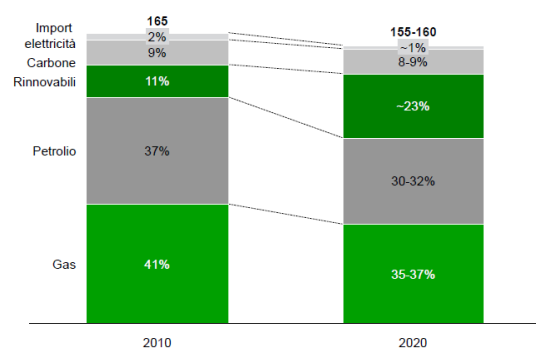


Figura 10 - Evoluzione consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep, %)

Come mostrato in Figura 10, lo scenario nei prossimi anni è caratterizzato da una riduzione dei consumi primari, rispetto al 2010, del 4%; in particolare, i consumi elettrici presentano un trend di crescita al 2020 quasi piatto. Tale contenimento dei consumi è dovuto principalmente alla forte spinta sull'efficienza energetica per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei di efficienza energetica, pari al 20% dei consumi inerziali, con una previsione di risparmi fino al 24%, pari a circa 20

Mtep di energia primaria rispetto ad oggi (cfr. Figura 11).

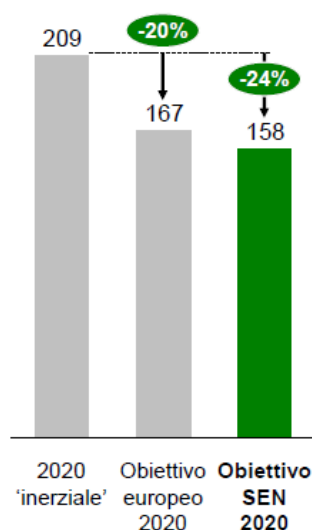


Figura 11- Efficienza energetica: Consumi primari energetici (Mtep)

Per quanto riguarda il mix produttivo (cfr. Figura 12), si prevedono al 2020 il gas e le rinnovabili sempre più in espansione a scapito del petrolio, mentre il carbone mantiene sostanzialmente la sua quota di copertura sui consumi elettrici.

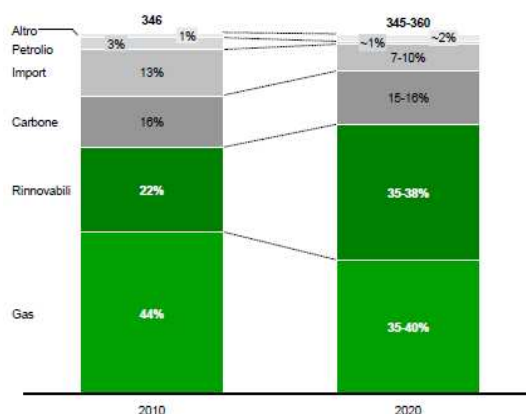


Figura 12 - Evoluzione del mix dei consumi elettrici (TWh, %)

Tra le fonti di energia, le rinnovabili giocano un ruolo fondamentale per raggiungere gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, per le quali si intende:

- superare gli obiettivi di produzione europei 20-20-20, con un più equilibrato bilanciamento tra le fonti rinnovabili;
- garantire la sostenibilità economica dello sviluppo del settore, con un allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei ed un graduale raggiungimento della *grid parity*;
- favorire le tecnologie con maggiore ricaduta sulla filiera economica nazionale;

<sup>22</sup> Fonte dati: "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile" - Marzo 2013.

- raggiungere, per le rinnovabili elettriche, l'integrazione con il mercato e la rete elettrica.

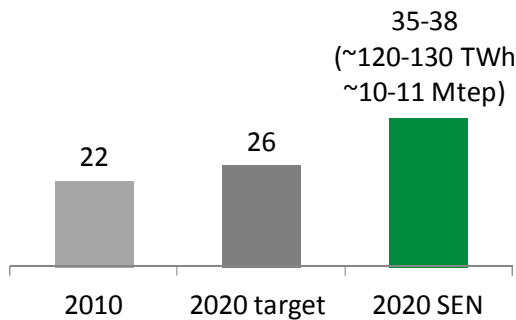


Figura 13 - Rinnovabili: incidenza sui consumi finali lordi % nel settore elettrico

In particolare, per quanto riguarda il settore elettrico, l'obiettivo è quello di sviluppare le rinnovabili fino al 35-38% dei consumi finali al 2020 (cfr. Figura 13), diventando la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas.

Sulla base di un contesto normativo (decreti ministeriali del 5<sup>23</sup> e 6 luglio 2012, uno per la tecnologia fotovoltaica e l'altro per le altre tecnologie rinnovabili) che da un lato continua a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili ma con una crescita graduale e ordinata, e che dall'altro tende a contenere gli oneri per il sistema, la SEN prevede la possibilità di raggiungere valori di produzione di circa 120-130 TWh/anno. Tale previsione si basa sulla piena realizzazione della capacità prevista nei decreti ministeriali del 2012, su un'ipotesi di nuova capacità installata in *grid parity* per il fotovoltaico fino a 1 GW/anno, e su un 'effetto sostituzione' per le altre tecnologie rinnovabili (cfr. Figura 14).

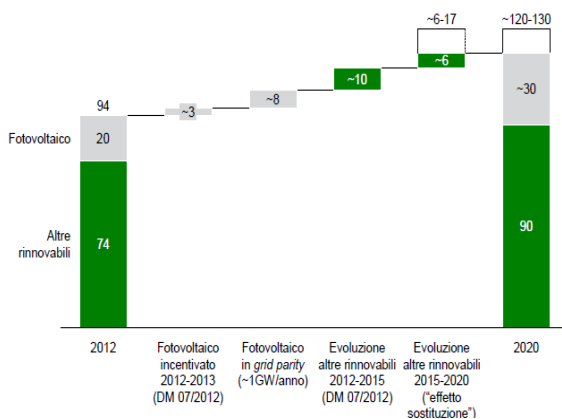


Figura 14 - Evoluzione attesa della produzione da fonti rinnovabili elettriche (TWh)

Per quanto riguarda infine la riduzione della dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno nazionale, la SEN individua 3 principali obiettivi:

- allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei;
- assicurare la piena integrazione europea, sia con nuove infrastrutture sia armonizzando le regole di funzionamento dei mercati;
- garantire l'integrazione della crescente capacità delle fonti rinnovabili non programmabili.

Come mostrato in Figura 15, il mix di generazione elettrica in Italia è principalmente basato su gas e rinnovabili e si differenzia dalla media europea per l'assenza del nucleare e la bassa incidenza del carbone, fonti che presentano costi minori.

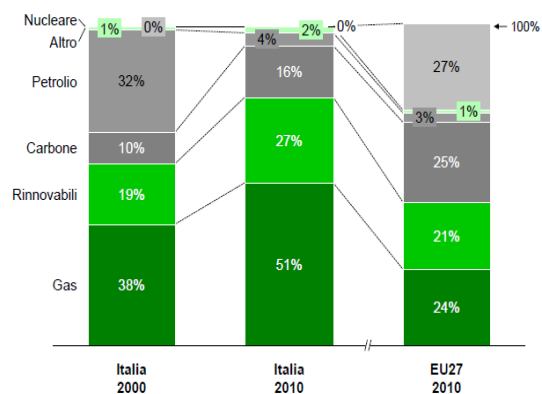


Figura 15 - Mix generazione elettrica lorda per fonte, %

Tuttavia, l'evoluzione delle politiche europee in materia di CO<sub>2</sub> e le politiche energetiche di *nuclear phase out* intraprese o delineate da diversi Paesi Europei (tra i quali Germania e Svizzera) prefigurano un progressivo avvicinamento di molte aree del Centro Europa alla composizione del nostro parco produttivo. Tale tendenza porta da un lato alla convergenza tra i prezzi dell'energia in Italia con quelli europei, e dall'altro alla creazione di un potenziale mercato rilevante di esportazione dell'energia prodotta soprattutto dai cicli combinati italiani verso il Centro Europa, proprio dove si prevede la necessità di costruzione di nuova capacità di generazione o di importazione dell'energia elettrica.

In tale contesto, la SEN individua come azioni prioritarie l'incremento della capacità di interconnessione transfrontaliera, grazie anche alle opere indicate nel Piano di Sviluppo di Terna 2012, che comprende un incremento di capacità pari a 4.000 MW, di cui 1.000 MW lato Balcani e 3.000 MW sulla frontiera settentrionale, a cui si devono aggiungere anche i 2.500 MW legati all'interconnector.

<sup>23</sup> Il Decreto del 5 Luglio 2012 si è esaurito il 6 Luglio 2013, così come previsto dalla delibera AEEG n. 250/13.

Sempre nella prospettiva di sviluppo delle esportazioni di energia, assume carattere prioritario anche il rafforzamento della rete elettrica nazionale, in particolare tra Nord e Centro-Nord e tra Sud e Centro-Sud, al fine di ridurre le congestioni tra zone di mercato (incrementando la capacità di trasporto delle stesse di circa 5.000 MW), i poli a produzione limitata ed eliminando i vincoli al pieno sfruttamento della capacità di generazione più efficiente.

Fondamentale è infine gestire l'integrazione della crescente capacità rinnovabile non programmabile, il cui rapido sviluppo ha portato alla necessità di far fronte a 2 principali criticità sulla rete, ovvero l'eccesso di produzione rispetto ai consumi a livello locale o nazionale, soprattutto in condizioni di minimo carico, e la necessità di garantire un'adeguata capacità di riserva per il sistema elettrico. Tali elementi rendono pertanto necessari adeguati e rapidi interventi, sia nella direzione di regolamentare le prestazioni minime e i servizi che la generazione diffusa da fonte rinnovabile deve poter garantire al sistema al fine di preservarne la sicurezza, sia di dotare già nel breve-medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture e risorse indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente.

Si evidenzia, infine, che nei paragrafi successivi è stata effettuata una verifica di coerenza tra gli scenari previsionali della SEN e gli scenari alla base del Piano di Sviluppo 2014, da cui risulta che le proiezioni riguardanti l'evoluzione della produzione (in particolare da fonti rinnovabili), del fabbisogno e degli scambi con l'estero sono sostanzialmente in linea.

Anche per quanto riguarda l'integrazione dei mercati, si condividono gli obiettivi di sviluppo della capacità di interconnessione in un quadro che conferma l'importanza di un efficace accoppiamento dei mercati (*market coupling* energia ed integrazione dei mercati servizi), per valorizzare appieno tutte le risorse disponibili.

## 2.3 Vision di ENTSO-E

Nell'ambito della definizione degli scenari successivi al 2020, l'ENTSO-E<sup>24</sup> indica l'anno 2030 come "ponte" tra i target europei 20x20x20 da raggiungere entro il 2020 e gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla *Energy Roadmap* da raggiungere al 2050.

In particolare, vengono individuati 4 scenari estremi, le cosiddette "Vision" (cfr. Figura 16), all'interno dei quali cadrà lo scenario effettivo previsto per l'anno 2030.

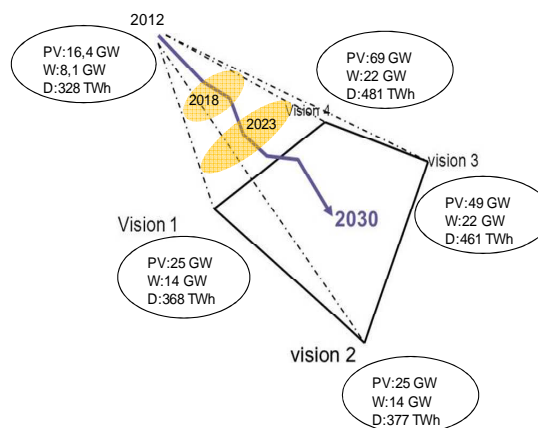


Figura 16 - Vision ENTSO-E

Gli scenari che ENTSO-E richiede a ciascun TSO di sviluppare, con un approccio del tipo bottom-up, sono le Vision 1 e 3, in quanto i singoli TSO non hanno informazioni sufficienti per sviluppare scenari che richiedano una forte cooperazione tra gli stati.

Le Vision 2 e 4, invece, saranno definite con un approccio del tipo top-down a partire dalle Vision 1 e 3. I driver principali di questi ultimi due scenari sono la cooperazione tra gli stati e la capacità di ciascun stato di adottare politiche energetiche per raggiungere gli obiettivi 2050.

Qui nel seguito, si riportano le principali caratteristiche delle Vision presenti nella Figura 17:

<sup>24</sup> ENTSO-E: Guidelines for constructing 2030 vision 1&3 and additional parameters to help construct 2030 vision 2&4.

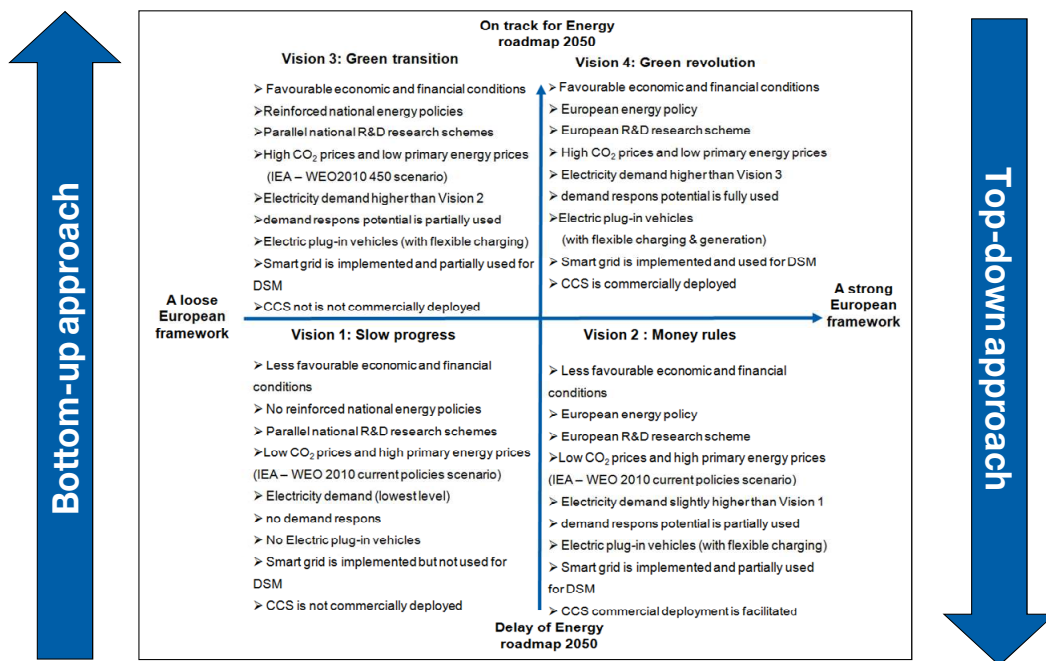


Figura 17 - Principali parametri delle quattro vision Entso-E

- Vision 1 – Slow Progress:** il sistema è caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati ed è in ritardo rispetto agli obiettivi *Roadmap 2050*, a causa delle condizioni economiche e finanziarie poco favorevoli. In tale *Vision* la domanda cresce lentamente e non ci sono sviluppi sull'efficienza energetica così come sull'utilizzo dell'elettricità ai fini del trasporto (ad es. veicoli a ricarica elettrica). La generazione prevede ancora una forte influenza degli impianti a carbone per coprire il carico di base e non ci sono politiche da implementare dopo il 2020 al fine di favorire lo sviluppo di nuove FER.

Per l'Italia, la *Vision 1* è caratterizzata da una domanda di energia pari a 368 TWh e da una potenza installata di fotovoltaico ed eolico pari rispettivamente a 25 e 14 GW.

- Vision 2 – Money Rules:** il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati, ma è in ritardo nel raggiungere gli obiettivi *Roadmap 2050*, essendo presenti condizioni economico-finanziarie che non sostengono le attuali politiche energetiche. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della *Vision 1*, grazie all'introduzione di nuovi usi dell'energia (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica) e al miglioramento dell'efficienza energetica. La mancanza di risorse economiche porta la generazione ad essere dipendente dal

carbone anche per l'assenza di politiche che sostengano dopo il 2020 lo sviluppo delle FER; tuttavia, la forte integrazione europea sostiene lo sviluppo degli impianti con tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*).

Tale scenario vede per l'Italia una domanda di 377 TWh ed un installato di fotovoltaico ed eolico pari a quello della *Vision 1*.

- Vision 3 – Green Transition:** il sistema, pur essendo caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati, presenta uno scenario economico che permette di essere al 2030 sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi *Roadmap 2050*, essendo presenti condizioni economiche e finanziarie che sostengono le attuali politiche energetiche. La richiesta di energia è caratterizzata da un alto ritmo di crescita grazie agli sviluppi nell'efficienza energetica e nell'utilizzo dell'energia nel campo dei trasporti (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica). Grazie alla politica energetica volta al raggiungimento degli obiettivi della *Roadmap 2050*, le unità a gas sono preferite a quelle a carbone per la copertura del carico di base.

Per l'Italia tale scenario è caratterizzato da una domanda di energia pari a 461 TWh e da una potenza installata di fotovoltaico ed eolico pari rispettivamente a 49 e 22 GW.

- Vision 4 – Green Revolution:** il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati ed è in linea con gli obiettivi *Roadmap 2050*. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della *Vision 3*, caratterizzata da un uso intensivo dei veicoli a ricarica elettrica e da un maggiore sviluppo dell'efficienza energetica. La forte integrazione europea porta il sistema ad essere sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla *Roadmap 2050*; tale condizione si traduce in un utilizzo delle unità a gas, rispetto a quelle a carbone, e nello sviluppo commerciale degli impianti con tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*).

Anche per l'Italia tale scenario prevede una forte crescita della domanda, pari a 481 TWh, un elevato valore di potenza installata fotovoltaica, pari a 69 GW, ed una potenza installata di eolico di 22 GW, pari a quella della *Vision 3*.

Tali *Vision* sono alla base degli studi di mercato effettuati da ENTSO-E a livello pan-europeo (cfr. Figura 18) i cui risultati evidenziano come la *Vision 4*, caratterizzata da una penetrazione delle RES pari al 59% ed una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari al 77%, sia lo scenario che più si avvicina agli obiettivi di lunghissimo termine fissati dall'*Energy Roadmap 2050*, ovvero la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 80-95% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050.

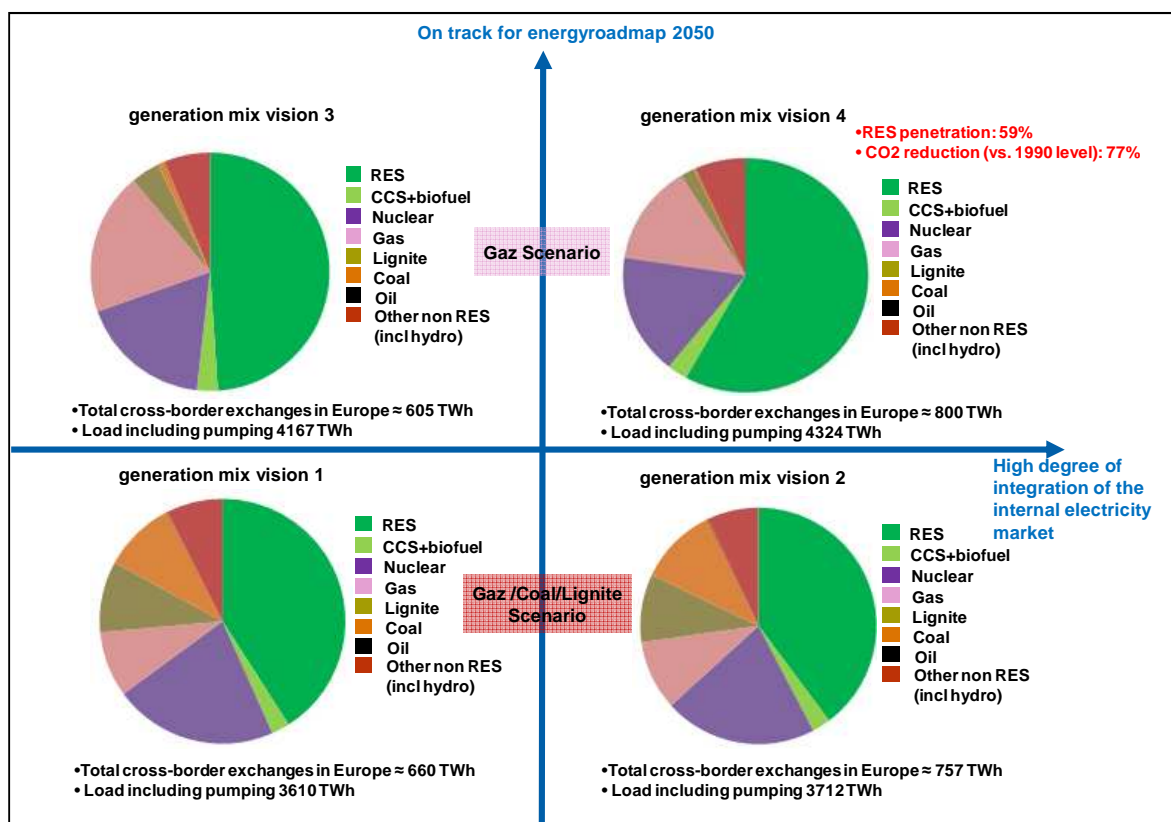


Figura 18 - Risultati provvisori simulazioni paneuropee di mercato su tutte le Vision di ENTSO-E

## 2.4 Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso nell'orizzonte temporale di cinque (medio termine) e dieci anni (lungo termine), costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di alcune principali grandezze esogene:

- evoluzione del fabbisogno di energia<sup>25</sup>;
- evoluzione della potenza elettrica<sup>25</sup>;
- lo sviluppo del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- l'incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi.

Le esigenze della RTN sono generalmente determinate in uno scenario "business as usual", nel quale è valutata l'evoluzione più probabile dei consumi elettrici e del parco di generazione nell'orizzonte di Piano.

### 2.4.1 Previsioni di domanda

Le previsioni di crescita del fabbisogno di energia e della potenza elettrica sono sviluppate con l'obiettivo di contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, a cura di Terna.

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2023 e sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

### Previsioni della domanda di energia elettrica

L'andamento in flessione della richiesta mensile di energia elettrica registrata nel 2013 conferma lo stato di incertezza sul recupero dei livelli di domanda del 2007-2008 precedenti la crisi. Tale condizione ben evidenzia il trend in diminuzione della domanda di energia elettrica già registrato nel 2012, con un -1,9% rispetto al 2011, che interrompe la fase di recupero degli anni 2010 e

2011 successiva alla straordinaria flessione del 2009.

Nella previsione decennale della domanda di energia elettrica si utilizza un approccio di tipo macroeconomico. In particolare, vista la relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, le previsioni di medio-lungo termine sono ottenute a partire da un'analisi della previsione delle grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e Prodotto Interno Lordo (PIL).

L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica<sup>26</sup>.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- "di sviluppo" (superiore), soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica, in cui si ipotizza per, il periodo 2012-2023, una crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,3% per anno, valore che si colloca leggermente al di sotto dell'andamento storico;
- "scenario base" (inferiore) ad intensità elettrica contenuta<sup>27</sup>, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica inferiore allo zero, -0,5% p.a., sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.

Ai fini della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello nazionale e locale anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi, lo scenario che viene adottato come "business as usual" è lo scenario di "sviluppo".

Nello scenario economico di lungo termine si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2012-2023, di una crescita media annua del PIL del +0,8%<sup>28</sup>, valore non diverso da quello considerato nel precedente

<sup>25</sup> Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario" pubblicate sul sito [www.terna.it](http://www.terna.it).

<sup>26</sup> L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

<sup>27</sup> In considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica, in Europa e nel Paese si è ritenuto opportuno adottare una particolare cautela nel prevedere una espansione dell'intensità elettrica italiana nello scenario base.

<sup>28</sup> Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2013 – [www.prometeia.it](http://www.prometeia.it).



piano, ma con una diversa ripartizione della crescita nei due quinquenni della previsione (+0,6% nel periodo 2012-2018 e +1,0% nel periodo 2018-2023).

In Figura 19 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 1,0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1990 – i consuntivi fino al 2012 e le previsioni fino al 2023.

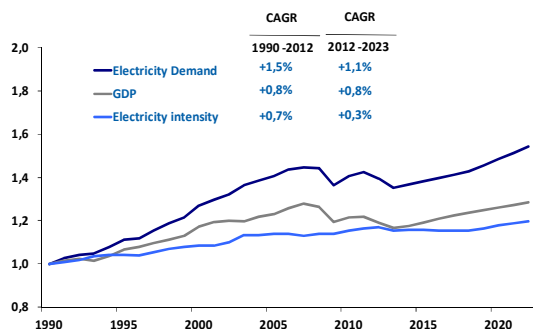


Figura 19 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica (scenario di sviluppo)

Nel periodo 2012-2023 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1,1% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore), corrispondente a 370 TWh nel 2023.

Nel 2018, anno intermedio al periodo 2012 – 2023, si ipotizza nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a circa 336 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2012-2018 pari a +0,4%. Nel secondo semiperiodo, anni 2018-2023, il tasso di crescita sarà pari a +2,0 % per anno (cfr. Figura 20).

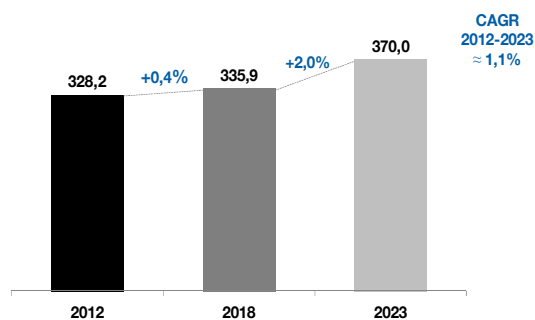


Figura 20 - Scenario di Sviluppo (TWh)

Dal 2012 al 2023, nello scenario di sviluppo, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,1% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macroaree geografiche in cui è ripartito il Paese non è omogenea. In particolare, la dinamica della domanda è attesa

più vivace al Sud con un tasso medio annuo del +1,6%; al Centro l’aspettativa di crescita della domanda è pressochè in linea con la media nazionale, del +1,2%. Con tassi di crescita di poco inferiore a quello medio nazionale figurano le Aree del Nord Italia (+1,0%) e le Regioni insulari, con un tasso di sviluppo atteso pari a +0,6% per anno, come illustrato in Figura 21.

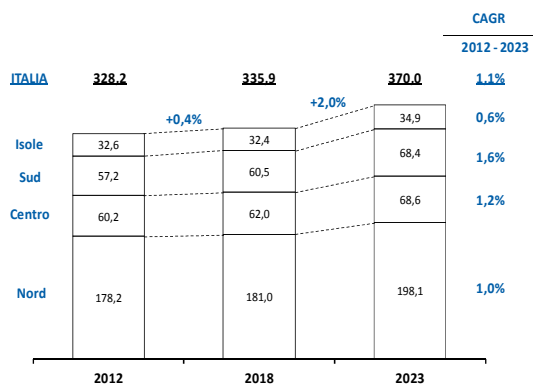


Figura 21 - Scenario di sviluppo - previsione della domanda nelle aree geografiche (TWh)

Per quanto riguarda i principali settori di consumo, sempre con riguardo allo scenario di sviluppo, l’industria, con un consumo atteso di 135 miliardi di kWh, recupera leggermente rispetto ai livelli dell’anno base 2012 : nel 2023 la quota dei consumi industriali è stimata al 39% circa, con uno sviluppo positivo (+0,3% per anno), anche se al di sotto di quello medio.

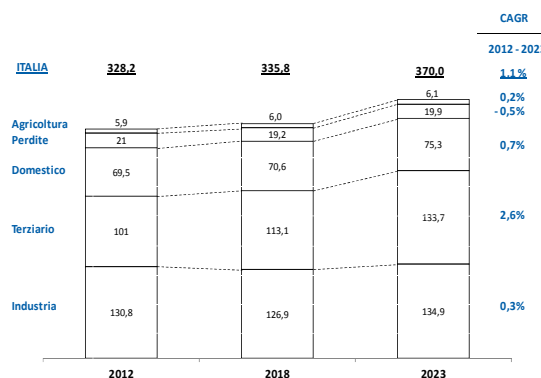


Figura 22 - Scenario di sviluppo - previsione dei consumi settoriali (TWh)

Nell’ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento pressochè stazionario per le industrie non di base (per la produzione di beni finali<sup>29</sup>, ivi incluse le altre

<sup>29</sup> Industrie alimentari, del tessile – abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

industrie: -0,3% medio per anno) e più vivace per le industrie dei beni intermedi<sup>30</sup> (+0,6%).

Il terziario si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+2,6%). Nel 2023 il settore terziario dovrebbe raggiungere i 134 TWh circa, con una quota del 38% nella struttura dei consumi. Nel lungo termine, le quote di industria e terziario tendono a convergere.

Con un tasso medio annuo di crescita del +0,7% sull'intero periodo, il settore domestico verrebbe a detenere nel 2023 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 22%, corrispondente a circa 75 TWh, invariata rispetto al 2012.

Sostanzialmente stabile il peso del settore agricolo nella struttura dei consumi (circa il 2% del totale), in moderata crescita a 6,1 TWh nel periodo ad un tasso di circa il +0,2% per anno (cfr. Figura 22).

Le valutazioni sopra descritte, sono riferite allo scenario di "sviluppo" che, come anticipato, è preso a riferimento per la pianificazione della RTN, in quanto è quello che consente di individuare le condizioni di massima criticità del sistema e dimensionare opportunamente le soluzioni di sviluppo della rete per rispondere alle esigenze di sicurezza e continuità del servizio.

Per quanto riguarda l'esigenza di garantire l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in aggiunta allo scenario di sviluppo, viene anche considerato lo "scenario base" di medio termine che meglio evidenzia le situazioni con surplus di generazione rispetto al carico elettrico locale e nazionale che deve essere gestito in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione.

A tal riguardo, si riporta nella Figura 23 il trend di evoluzione del fabbisogno che caratterizza tale scenario.

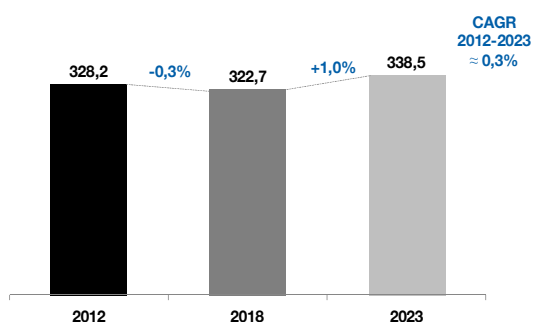


Figura 23 - Scenario Base (TWh)

Si evidenzia infine che gli scenari previsionali di domanda individuati sono sostanzialmente in

linea con quelli identificati dalla SEN che individua un range di 345-360 TWh per il 2020, discostandosi da questi per un valore inferiore al 5%.

### Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 24 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel ventennio dal 1990 al 2013. Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata in periodo invernale<sup>31</sup>. Dal 2006, si è verificata una alternanza tra massimo carico in estate ed in inverno, a conferma della tendenza al prevalere della punta estiva rispetto a quella invernale, registratasi sistematicamente a partire dal 2010. Anche per l'anno 2013, il picco estivo, pari a 53.942 MW, è stato raggiunto, infatti, il giorno 26 Luglio 2013, valore inferiore del -3,2% rispetto a Luglio 2012; tale valore, se non verrà superato nei prossimi mesi invernali (gennaio-marzo 2014), costituirà il picco dell'anno 2013.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana nello scenario di sviluppo sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate dai paragrafi precedenti.

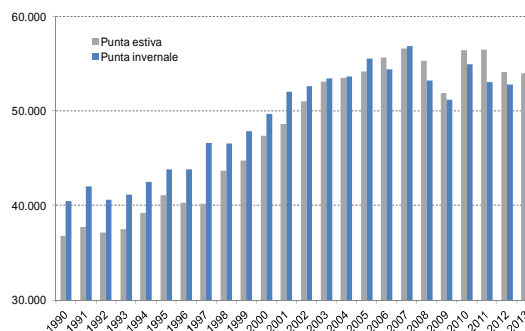


Figura 24 - Carico massimo sulla rete italiana- 1990-2013 (MW)

Definendo come ore di utilizzazione della domanda alla punta il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva. Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. Figura

<sup>30</sup> Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

<sup>31</sup> Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

25) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6.000 h/anno (curva *ore invernali*). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 h/anno. Dal 2004 si sono avuti nuovi ripetuti picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale – l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore – che hanno comportato lo spostamento della media mobile su valori decisamente superiori a 6.000 h/anno.

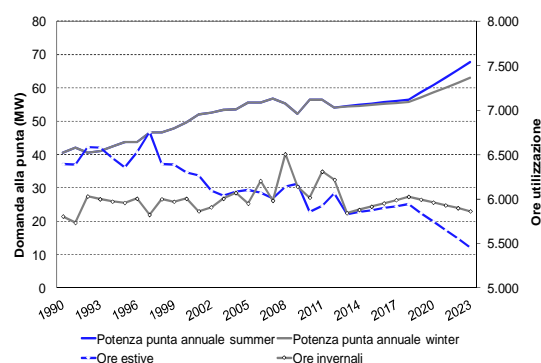


Figura 25 - Consuntivi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive*). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 h/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza ha subito un rallentamento ma ormai le ore di utilizzazione estive si sono attestate su un ordine di grandezza inferiore a quello delle ore invernali.

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell'analogo trend relativo alle ore estive in rapida riduzione nell'ultimo decennio), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate "torrida". Pertanto, sempre sviluppando il cosiddetto scenario di sviluppo per quanto attiene alla domanda elettrica, si stima per l'anno 2023 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.460 h/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 68 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 14 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2012 (cfr. Tabella 1). Nella stessa tabella è riportata anche l'ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 63 GW, che è invece correlata all'ipotesi di inverno medio.

Nella successiva Tabella 2 viene, invece, riportata la previsione della domanda in potenza nello scenario base che, soprattutto nella situazione di carico inferiore, può risultare anch'esso gravoso per l'esercizio del sistema elettrico.

Il grafico della Figura 25 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2012 della massima potenza annua e delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre nella stessa figura sono mostrate le curve di previsione delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio e la conseguente domanda di potenza alla punta nelle medesime condizioni.

Tabella 1 - Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo di riferimento

Anno	Potenza
2012	54.113 MW
2019 ipotesi bassa/alta	57/59 GW
2023 ipotesi bassa/alta	63/68 GW

Tabella 2 - Previsione della domanda in potenza: scenario base

Anno	Potenza
2012	54.113 MW
2019 ipotesi bassa/alta	53/55 GW
2023 ipotesi bassa/alta	57/62 GW

## 2.4.2 Evoluzione della generazione

### Sviluppo del parco produttivo termoelettrico

Nel corso dell'ultimo decennio, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti, anch'essi prevalentemente a ciclo combinato.

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988), ed entrati in esercizio fino al 2013 circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, con un incremento complessivo della potenza installata di circa 22.000 MW elettrici.

Nella Figura 26 viene visualizzata la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2013, dove circa il 38% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese ed il 43% è localizzato nel Sud.

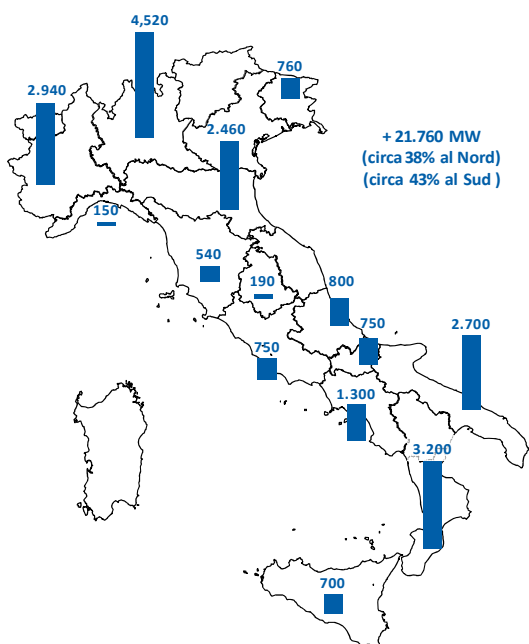


Figura 26 - Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2013 (MW)

Considerando i dati sopra riportati, l'attuale capacità termoelettrica installata e complessivamente disponibile è dell'ordine di circa 65 GW<sup>32</sup>.

A questi si aggiungono (cfr. Figura 27) ulteriori impianti autorizzati localizzati in Liguria, Lombardia, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per circa 3.400 MW.

Si evidenzia che nel corso dell'anno 2012 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione, all'interno della centrale esistente di Vado Ligure, di una nuova sezione a carbone per una potenza complessiva di 460 MW.

Sempre nel corso dell'anno 2012 è stato avviato il cantiere della centrale di Turbigo, con un incremento di potenza pari a circa 110 MW (relativo all'unità 3).

Nel 2010 è stata autorizzata la costruzione del nuovo gruppo a carbone nella centrale di Fiume Santo da 410 MW in sostituzione degli esistenti gruppi ad olio (con un incremento netto di potenza installata in Sardegna di circa 90 MW).

Per quanto riguarda le autorizzazioni di ulteriori impianti in ciclo combinato (800 MW Loreo, 385 MW Benevento e 800 MW Presenzano), allo

stato attuale non si prevedono entrate in servizio nell'orizzonte di breve-medio periodo.

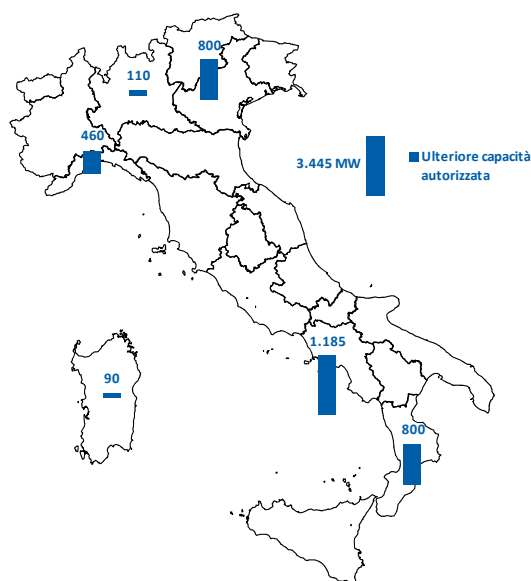


Figura 27 - Potenza nuove centrali termoelettriche autorizzate (MW)

Accanto alla futura produzione termoelettrica, è di particolare interesse anche la ricognizione delle dismissioni degli impianti previste nei prossimi anni (cfr. Figura 28).

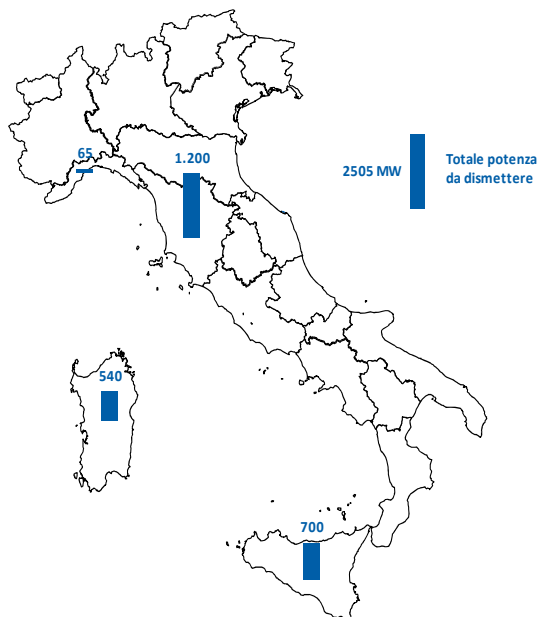


Figura 28 - Dismissioni impianti termoelettrici nel breve-medio termine (MW)

Ai circa 2 GW già dismessi nel 2013, si aggiungeranno, nel breve-medio termine, ulteriori impianti da dismettere per una potenza complessiva di almeno 2500 MW.

I principali impianti da dismettere sono termoelettrici tradizionali, siti in Liguria (Genova - unità 3), Toscana (Centrale di Piombino), Sicilia (S.Filippo Mela - unità 3 e 4, Termini Imerese - unità 4, Centrale di Augusta) e in Sardegna

<sup>32</sup> Dati provvisori Terna.

(Fiumesanto – unità 1 e 2, Centrale di Portoscuso).

### Sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica/fotovoltaica

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento, in particolare fotovoltaici ed eolici.

In Figura 29 è riportata la mappa della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano (fonte: Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema), dalla quale si evince che le aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici sono maggiormente concentrate nel Centro–Sud e nelle Isole Maggiori.

Analogamente in Figura 30 è riportata la mappa dell'irradiazione totale annua come riferimento della distribuzione territoriale della fonte primaria per gli impianti fotovoltaici.

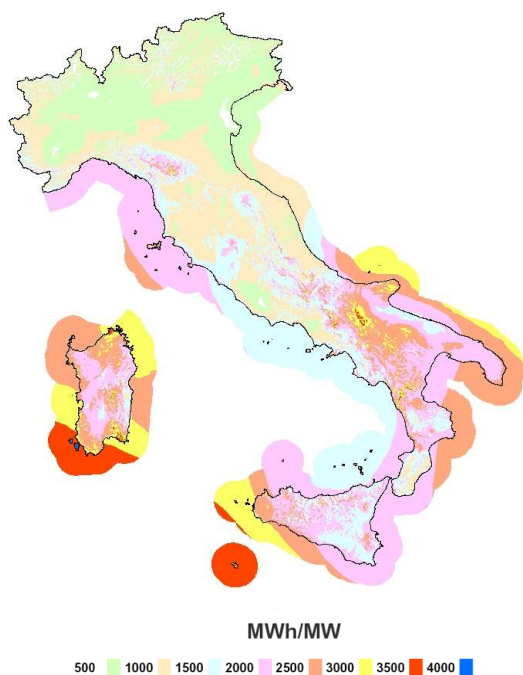


Figura 29 – Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

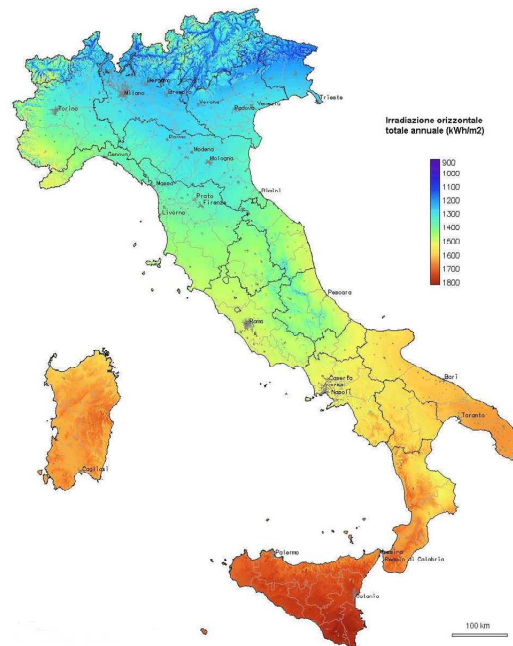


Figura 30 – Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

I criteri di definizione degli scenari di sviluppo a livello nazionale e regionale della capacità futura da fonte eolica e fotovoltaica sono differenziati in funzione dell'orizzonte considerato. Per il breve termine, a partire dalle capacità attualmente installate, la costruzione delle previsioni è basata sullo sviluppo in *grid parity* del fotovoltaico (essendosi il V Conto Energia esaurito il 5 luglio 2013) e sulle normative vigenti (DM 6 Luglio 2012) nonché sulle iniziative produttive già autorizzate per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal solare, in particolare per l'eolico. Per il medio e lungo termine, invece, l'evoluzione del fotovoltaico in *grid parity* e dell'eolico è stata sviluppata in coerenza con gli obiettivi della SEN al 2020.

Da notare che lo scenario di sviluppo della capacità fotovoltaica, si basa sull'ipotesi di fattibilità della *grid parity*. Tale considerazione si fonda su analisi tecnico-economiche che tengono conto della taglia degli impianti, della macro zona (Nord, Centro e Sud) nonché dell'evoluzione del quadro normativo in tema di sistemi elettrici di utenza. Sulla base delle analisi svolte, è stato valutato che in un contesto che valorizzi la copertura dei consumi propri da parte dei Titolari degli impianti, il raggiungimento delle condizioni di *grid parity* sarebbe possibile per installazioni di taglia minore (<20 KW). Ciò ha portato ad una previsione di installato fotovoltaico nel breve-medio termine pari a circa 22 GW e un valore pari a circa 28 GW nel lungo termine.

Per quanto riguarda lo scenario di crescita della produzione eolica, sempre partendo dalla potenza installata, il trend di crescita nel medio termine è stato valutato sulla base delle

disposizioni del Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012, relativo al sistema incentivante delle fonti rinnovabili diverse dal solare. Nel lungo termine, in coerenza con gli obiettivi al 2020 della SEN, si è ipotizzata la prosecuzione degli attuali schemi incentivanti per ulteriori due trienni. In particolare, sulla base dei contingenti massimi di potenza previsti per gli impianti ad asta e a registro nonché sulla base degli esiti dei bandi già effettuati (2013 e 2014), si è ottenuto una previsione di installato eolico nel breve-medio termine pari a circa 12 GW. Per quanto riguarda, invece, le previsioni di lungo termine il trend di crescita previsto determina una capacità installata pari a circa 15 GW.

I dati di sintesi delle proiezioni ottenute per il breve-medio termine (a cinque anni) e per il lungo termine (a dieci anni) sono riportati nella Tabella 3.

Tabella 3 - Sintesi previsioni di medio e lungo termine

Potenza cumulata [MW]	Breve-Medio Termine	Lungo Termine
<b>Fotovoltaico</b>	<b>22.295</b>	<b>28.495</b>
<b>Eolico</b>	<b>12.020</b>	<b>14.945</b>
Di cui Off-shore	490	650
<b>Totale</b>	<b>34.315</b>	<b>43.440</b>

Infine, le proiezioni dello sviluppo di potenza installata fotovoltaica ed eolica sono state ripartite anche per singole regioni:

- per il fotovoltaico, sulla base del raggiungimento della *grid parity* e delle potenze attualmente installate all'interno di ciascuna classe di potenza;
- per la fonte eolica, sulla base degli esiti delle aste e registri e della conseguente distribuzione sul territorio della potenza entrante.

Dall'analisi di tali dati risulta particolarmente significativa la situazione del Mezzogiorno, dove si prevede già nel medio termine una capacità disponibile da fonte eolica e fotovoltaica pari a circa 20 GW, che corrisponde a circa il 58% della capacità totale prevista a livello nazionale.

Nella Figura 31 e nella Figura 32 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2013<sup>33</sup> nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

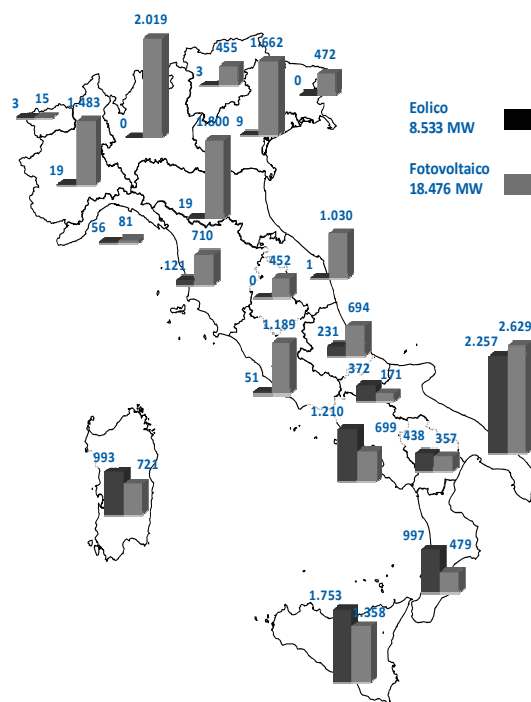


Figura 31 - Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2013 (MW)

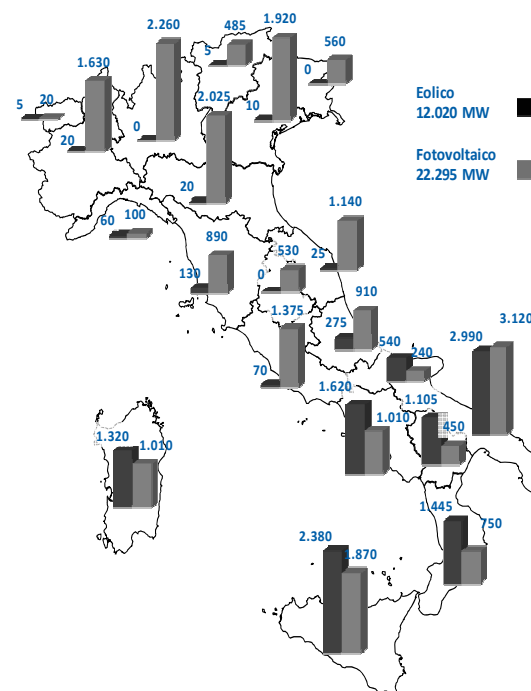


Figura 32 - Previsione al breve-medio periodo di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica (MW)

Per quanto riguarda lo sviluppo delle altre fonti rinnovabili, si prevede nello scenario di breve-medio termine un incremento della capacità installata delle biomasse pari a circa 1,6 GW rispetto ai 3,8 GW di potenza installata nel 2012. Per la fonte idroelettrica, invece, si prevede sempre nello scenario di breve-medio termine un incremento di potenza installata di circa 0,5 GW

<sup>33</sup> Dati provvisori aggiornati a dicembre 2013.

rispetto al valore installato del 2012 pari a circa 18 GW.

Nello scenario di lungo termine, invece, si prevede, rispetto allo scenario di medio termine, un ulteriore incremento della potenza installata per le biomasse e l'idroelettrico pari rispettivamente a circa 1,5 GW e 0,5 GW.

Inoltre si evidenzia che l'evoluzione prevista da Terna della produzione da fonti rinnovabili al 2020 è sostanzialmente in linea con quanto previsto nella SEN, come riportato nella seguente Tabella 4.

Tabella 4 - Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020

TWh	SEN	Stime Terna
PV	30	30,5
Biomasse	90	25
Idrico		37
Eolico		24,5
Geotermico		6,5
<b>Totale</b>	<b>120</b>	<b>123,5</b>

Con riferimento agli scenari di breve e medio-lungo termine, occorre citare anche il punto di vista delle principali associazioni di categoria, il cui approccio è diverso e più cautelativo, essendo in funzione dell'attuale quadro macroeconomico. A tal riguardo, si evidenzia che Terna continuerà a monitorare con le associazioni le evoluzioni del settore.

#### 2.4.3 Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero

La costruzione degli scenari previsionali del sistema elettrico tiene conto anche dell'evoluzione degli scambi con l'estero. Tale informazione è rilevante per valutare le esigenze di sviluppo di nuove interconnessioni e rinforzi di rete anche attraverso analisi prospettiche di adeguatezza del sistema, studi di load flow e di mercato su rete previsionale tipicamente utilizzati in fase di pianificazione.

Per le valutazioni di cui sopra, è utile esaminare gli scenari di generazione e di domanda in Europa. Al riguardo, si richiamano le previsioni pubblicate annualmente nel rapporto *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast (SO&AF)* di ENTSO-E. Il *Report SO&AF 2013-2030*<sup>34</sup> analizza l'adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione

nei tre diversi scenari di riferimento relativamente al periodo 2013-2020:

- Scenario A – conservativo;
- Scenario B - best estimate;
- Scenario EU 2020 - basato sui Piani d'Azione Nazionali Europei (NREAPs);

e relativamente all'anno orizzonte 2030 (*Vision 1* e 3).

In considerazione del rapido sviluppo atteso della generazione da fonti rinnovabili, emerge che la capacità di generazione *Net Generation Capacity (NGC)* nel suo complesso è in aumento con i trend di crescita rappresentati in Figura 33.

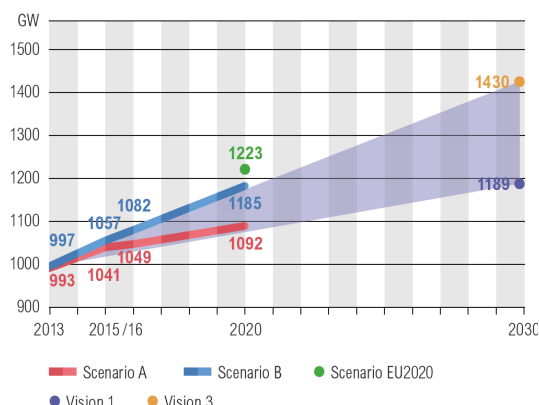


Figura 33 - Sviluppo NGC (tutti gli scenari: Gennaio 7 pm<sup>35</sup>)

La generazione da fonte rinnovabile partecipa con una quota sempre crescente alla capacità complessiva, arrivando a occupare nel 2020 un valore vicino al 50% sia nello *Scenario EU2020* sia nello *Scenario B*, a fronte della capacità di generazione da impianti a combustibili fossili pari a circa il 35% nel 2020 in entrambi gli scenari, mentre supera il 50% nella *Vision 3* del 2030, come illustrato in Figura 34.

<sup>34</sup> www.entsoe.eu

<sup>35</sup> Fonte ENTSO E SO&AF 2013-2030.

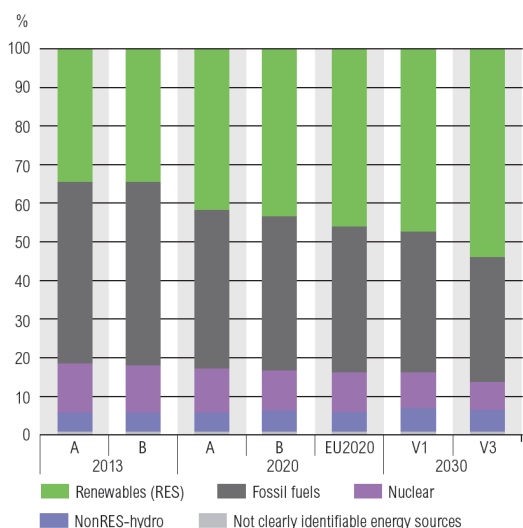


Figura 34 - Ripartizione NGC per fonte (tutti gli scenari; Gennaio 7 pm<sup>36</sup>)

In particolare, per quanto riguarda lo scenario B, in Figura 35 è riportata la previsione suddivisa per fonte dal 2013 al 2020.

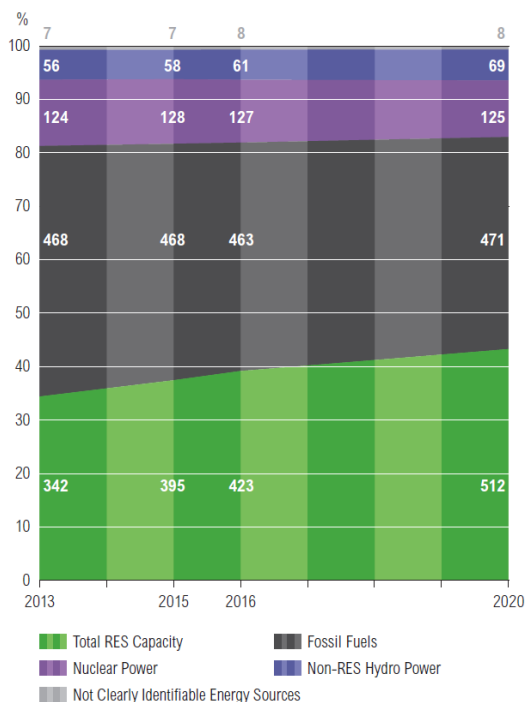


Figura 35 - Ripartizione NGC per fonte; Scenario B; Gennaio 7 pm<sup>36</sup>

Per quanto riguarda invece l'evoluzione della domanda, si prevede uno sviluppo dei consumi costante e regolare dal 2013 al 2020 negli scenari A, B e EU2020, per i quali si prevede un incremento del carico di circa 40 GW. Per quanto riguarda invece gli scenari di lungo termine si suppone che i valori previsti per la Vision 1 non si discostino sensibilmente dai valori individuati dagli scenari precedenti al 2020 mentre si suppone un crescita del carico nella Vision 3 allineata al trend delle precedenti previsioni,

raggiungendo un incremento di oltre 100 GW dal 2013 al 2030. Nelle figure successive è riportato l'andamento in potenza del carico in tutti gli scenari analizzati.

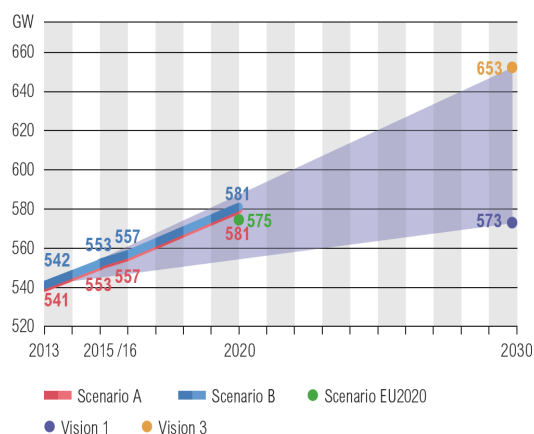


Figura 36 - Previsioni di carico per tutti gli scenari in Gennaio<sup>36</sup>

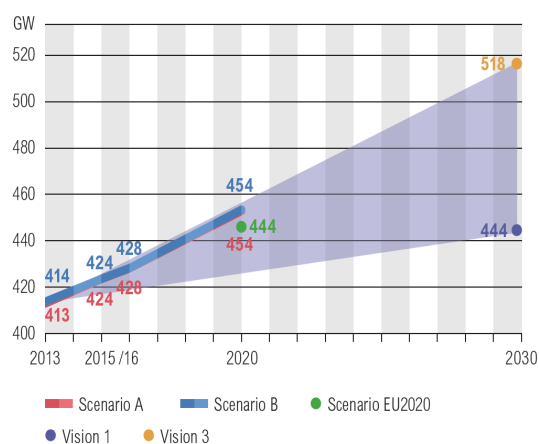


Figura 37 - Previsioni di carico per tutti gli scenari in Luglio<sup>36</sup>

Per quanto riguarda l'evoluzione potenziale degli scambi di energia con l'Italia, è necessario combinare le previsioni di evoluzione della generazione e della domanda a livello europeo.

In particolare, per quanto riguarda le previsioni di nuova capacità di generazione, l'area di maggior interesse è quella dell'Europa Centro-Meridionale, per la correlazione con l'utilizzo e lo sviluppo delle interconnessioni sulla frontiera Nord Italiana e con i Balcani.

In particolare, nel medio termine (Figura 38) si osserva nell'Europa Centro-Meridionale una crescita della disponibilità di generazione da fonte fossile, per effetto della componente gas, e, in maniera più contenuta della componente carbone, con eccezione della Francia, dove la dismissione dei vecchi impianti tradizionali porterà a una riduzione di circa 4 GW della disponibilità di generazione da fonte fossile.

<sup>36</sup> Fonte ENTSO E SO&AF 2013-2030.



Contestualmente, la capacità di produzione da fonte idrica è prevista in crescita quasi esclusivamente in Austria e in Svizzera, a differenza della disponibilità da fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaica ed eolica, che si segnala in forte sviluppo in tutte le aree analizzate, con picchi di crescita rilevanti in Germania e Italia.

Il comparto nucleare risente ancora dell'effetto "post Fukushima", in particolare in Germania, dove sono già stati spenti 8 impianti nel corso dell'anno 2011 per una potenza complessiva di 8 GW, e si prevede un'ulteriore riduzione di circa 1,3 GW nel medio termine. Anche in questo caso, come per la fonte fossile, la Francia si muove in controtendenza, con una crescita della disponibilità da fonte nucleare di circa 1,6 GW per il periodo 2013-2016.

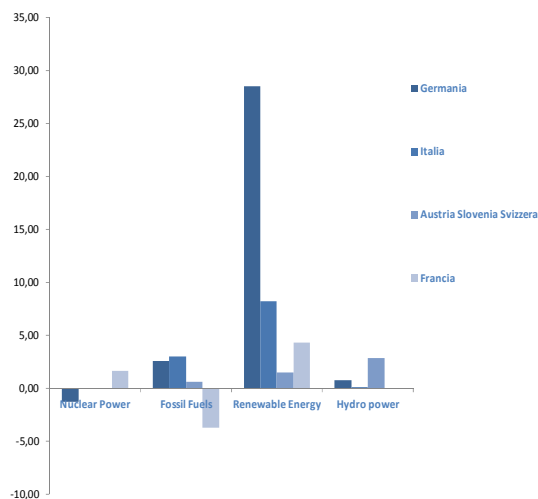


Figura 38 - Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro-meridionale, 2013 – 2016 (GW)<sup>37</sup>

Sul lungo termine (Figura 39) non si evidenziano sostanziali modifiche dei trend riscontrati nel periodo 2013-2016, con l'eccezione del termoelettrico tradizionale in Germania (con una riduzione di circa 0,5 GW legata alla compensazione fra la riduzione degli impianti a carbone e lignite, e la crescita della generazione da gas). In Francia, invece, non si prevedono ulteriori riduzioni della fonte fossile nel periodo 2016-2020.

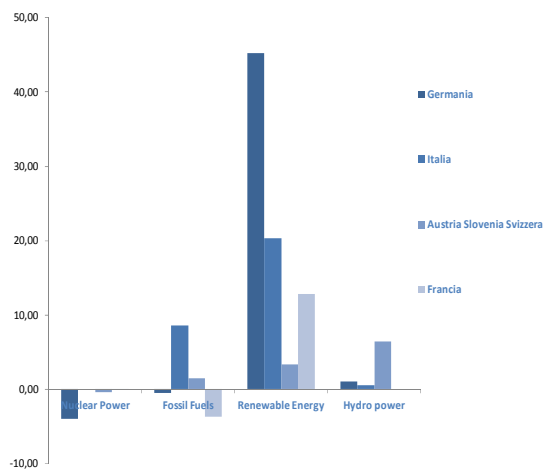


Figura 39 - Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro-meridionale, 2013 – 2020 (GW)<sup>37</sup>

Del tutto simili a quelli riscontrati nel medio termine, si mostrano i trend relativi allo sviluppo al 2020 della fonte idrica, dovuti principalmente all'incremento di ulteriori 5 GW in Austria ai quali si aggiunge l'incremento di 1 GW della Germania e dell'Italia. Per quanto riguarda le fonti eoliche e fotovoltaiche (che costituiscono la grande parte della generazione rinnovabile) si conferma la forte crescita in Italia e Germania, ed anche in Francia.

Il settore nucleare, infine, vedrà in generale una riduzione e, per quanto riguarda la Germania una riduzione di circa 3 GW tra il 2016 e 2020 e la previsione di completa dismissione di tutti gli impianti nel lunghissimo termine.

## 2.5 Market Coupling - Processo di integrazione dei mercati

Il processo di integrazione dei mercati a livello europeo ha ricevuto forte impulso con il "Terzo Pacchetto Energia" (Regolamento EC 714/2009). Tale regolamento ha rafforzato le funzioni degli organismi sovranazionali prevedendo l'istituzione di ENTSO-E e dell'ACER (Agenzia per la Cooperazione fra Regolatori nazionali dell'Energia) e la redazione dei codici di rete europei, che contengono regole comuni nelle materie identificate dall'art. 8.6 del Regolamento 714/2009, tra cui la gestione delle congestioni e l'allocazione della capacità di trasporto.

La redazione di un codice di rete europeo ha inizio con la richiesta rivolta ad ACER da parte della Commissione Europea di redigere le Linee Guida su una delle materie definite nel sopracitato regolamento. Completata la stesura delle Linee Guida, la Commissione Europea invia ad ENTSO-E la richiesta formale di redigere il codice di rete europeo in conformità con le relative Linee Guida. Una volta completato, il codice viene sottoposto a una fase di

<sup>37</sup> Fonte ENTSO E SO&AF 2013-2030.

consultazione con le parti interessate, eventualmente adattato per tener conto delle osservazioni ricevute e inviato ad ACER per la valutazione di conformità rispetto alle Linee Guida. Infine, il codice entra nella fase di comitologia a valle della quale viene approvato da parte della Commissione Europea e diviene vincolante per gli Stati Membri.

Con riferimento al tema dell'integrazione dei mercati, assume particolare rilievo il Codice in materia di allocazione della capacità e gestione delle congestioni (di seguito Codice di rete CACM), per il quale è attualmente in corso la fase di comitologia.

Il Codice di rete CACM contiene le disposizioni che regolano il mercato del giorno prima e il mercato infragiornaliero, oltre ad altri aspetti correlati che garantiscono l'efficiente operatività di questi mercati, quali il calcolo della capacità di trasporto e la definizione delle zone di mercato.

Il codice CACM rappresenta il primo passo per l'integrazione dei mercati in linea con i c.d. "target model" definiti a livello europeo per i differenti mercati (*Forward, Day Ahead, Intraday, Balancing*). Il complessivo disegno di mercato si completerà pertanto quando saranno definiti e adottati anche il codice di rete in materia di mercati *Forward (network code on Forward markets)* e il codice di rete in materia di *Balancing (network code on Balancing)* che costituiranno, insieme con gli orientamenti quadro che la Commissione Europea deve adottare sulla *Governance*, la base di riferimento della regolazione nazionale in materia.

In particolare, con riferimento al mercato del giorno prima, il modello target previsto per l'allocazione della capacità è il *Market Coupling*, entrato in operatività dal 1 gennaio 2011 in Italia sul confine sloveno.

Al fine di implementare il market coupling sulla frontiera italo-slovena, Terna ha partecipato fin dalla sua costituzione nel 2009 al Gruppo di Lavoro che coinvolge le *Power Exchange*, i TSO, i gestori di mercato, i Regolatori e i competenti ministeri dei due Paesi. Il quadro normativo di riferimento prevede che GME (PX italiana), BSP (PX slovena), Terna (TSO italiano), Eles (TSO sloveno) e Borzen (Gestore del Mercato Sloveno) coordinino le loro attività per dare attuazione al market coupling sulla frontiera italo-slovena riflettendo le competenze e le responsabilità che ciascuna parte già riveste in ambito nazionale. In particolare, l'avvio del progetto ha richiesto per Terna la definizione dei seguenti principali accordi:

- "*Master Agreement – with respect to the principles and objectives of Italian - Slovenian Market Coupling project*" tra GME, BSP, Terna, Eles e Borzen che descrive i principali obiettivi e criteri per il funzionamento del modello di market coupling e gli impegni delle parti per l'implementazione dello stesso;
- "*Pentalateral Agreement regarding Italian – Slovenian Market Coupling project*" tra GME, BSP, Terna, Eles e Borzen, che descrive le regole e le procedure per l'attuazione del modello di market coupling e i diritti e gli obblighi delle parti;

Al fine di introdurre il market coupling su tutte le frontiere è necessario adottare le regole comuni specificate nel CACM, che hanno impatto non solo sull'allocazione della capacità transfrontaliera ma anche sull'allocazione della capacità tra le zone interne.

Nell'ambito dell'"*Italian border working table*" Terna e i TSO confinanti hanno lanciato un progetto comune insieme alle Borse, presentato alle Autorità di regolazione durante l'incontro dell'*Implementation Group* tenutosi il 25 settembre 2012 con la finalità di favorire il processo di integrazione dei mercati a livello europeo e con particolare riferimento ai confini italiani. Tale progetto, denominato *PPC project ("pre and post coupling project")*, mira attraverso un approccio regionale, alla definizione dei processi che precedono e seguono la fase di selezione delle offerte da parte dell'algorithm di market coupling. Il 30 novembre 2012 le parti partecipanti al progetto hanno firmato un accordo di cooperazione per la definizione e la pianificazione delle attività oggetto del progetto, la valutazione dell'impatto del progetto, la gestione del quadro regolatorio e contrattuale. Tale fase di disegno del progetto è seguita da una fase implementativa.

### 3 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano

Nei presenti paragrafi si descrivono le esigenze e le criticità della RTN rilevate mediante studi di rete nell'assetto previsionale. Sono state infatti analizzate, attraverso simulazioni di possibili scenari futuri, le aree in cui, in relazione all'evoluzione degli scenari di produzione e domanda, potrebbero verificarsi delle criticità per il sistema elettrico per problemi di sicurezza o adeguatezza.

Nel par. 3.7 si fa riferimento alle soluzioni innovative che Terna sta adottando in tema di *Smart Transmission Solutions*.

#### 3.1 Copertura del fabbisogno nazionale

Uno dei principali obiettivi dello sviluppo della rete è quello di garantire la copertura del fabbisogno nazionale mediante la produzione di energia elettrica con adeguati margini di riserva e di sicurezza.

Negli ultimi dieci anni (cfr. par. 2.4.2) si è assistito a un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano. Integrando le informazioni sull'evoluzione del parco produttivo attuale con le previsioni sull'import e confrontando i risultati ottenuti con i dati previsionali del fabbisogno di energia elettrica, si è in grado di valutare l'esistenza o meno di criticità relative alla copertura delle punte di potenza con gli opportuni margini di riserva previsionale.

E' inoltre opportuno considerare l'ulteriore variabile relativa alla disponibilità di energia a prezzi concorrenziali all'estero.

La combinazione di previsioni di domanda, di ipotesi di sviluppo della capacità produttiva e di disponibilità di potenza all'estero porta all'individuazione dello scenario previsto.

Sono stati analizzati, tramite simulazioni probabilistiche basate sul metodo Monte Carlo, in linea con le ipotesi di evoluzione della generazione e della domanda riportate al precedente capitolo 2, due anni orizzonte: 2018 per il medio periodo e 2023 per il lungo periodo. In particolare è stato considerato uno scenario "di sviluppo" della domanda corrispondente a circa 336 TWh per il medio termine e circa 370 TWh per il lungo termine.

L'intero sistema elettrico italiano è stato rappresentato con un modello multi-sbarra nel quale ogni area di mercato è stata ridotta a un equivalente busbar (cioè privo del dettaglio della rete di trasmissione) completo dei modelli del carico e delle produzioni zonali; le sezioni interzonali sono state rappresentate attraverso dei

collegamenti equivalenti che modellizzano la capacità di scambio disponibile.

Il modello semplificato tiene conto delle congestioni della rete a livello interzonale, che limitano il pieno utilizzo delle risorse di generazione per la copertura della domanda elettrica a livello zonale.

Nella Figura 40 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2018 ed al 2023 in termini di affidabilità in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

Infatti l'utilizzo di un solo indice potrebbe non essere in grado di fornire una misura dell'effettiva affidabilità del sistema, dato che sono importanti sia i connotati di frequenza/durata delle disalimentazioni (LOLP<sup>38</sup> e LOLE<sup>39</sup>) che quelli puramente quantitativi come l'EENS<sup>40</sup>; un numero di interruzioni elevato o di lunga durata non corrisponde infatti automaticamente ad un valore di energia non fornita rilevante e viceversa un singolo evento critico può portare a disalimentazioni non trascurabili.

Gli indici sopra descritti permettono di valutare il livello di affidabilità di un sistema elettrico partendo da un parco di generazione prefissato, il cui funzionamento è influenzato da eventuali indisponibilità accidentali o programmate delle unità, tenendo conto anche delle limitazioni esistenti sui massimi transiti di potenza tra le zone di mercato.

In Tabella 5 sono riportati i valori limite comunemente adottati per un sistema elettrico avanzato come quello italiano.

Tabella 5 – Valore indici di affidabilità

Indici di affidabilità	Valori di riferimento
EENS (p.u.)	$<10^{-5}$
LOLE (h/anno)	<10
LOLP (%)	<1

Gli scenari analizzati sono stati caratterizzati da una alta penetrazione di generazione da FRNP, in particolare fotovoltaico.

<sup>38</sup> LOLP (Loss of Load Probability): probabilità che il carico non sia alimentato.

<sup>39</sup> LOLE (Loss Of Load Expectation): durata attesa, espressa in h/anno, del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

<sup>40</sup> EENS (Expected Energy not Supplied): valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

Come ci si poteva attendere, i risultati delle analisi hanno confermato che l'alta penetrazione da fonte rinnovabile da un lato aumenta la possibilità di copertura del fabbisogno ma dall'altro riduce l'affidabilità se non ci si approvvisa opportunamente di sufficiente riserva per far fronte sia all'incertezza di previsione che alla natura intermittente delle FRNP.

In particolare si evidenzia che si possono prevedere possibili criticità nel medio e nel lungo periodo. A tal riguardo, i valori di LOLE sono poco sopra i margini ammissibili per il medio periodo mentre superano sensibilmente i limiti nel lungo periodo. Nello scenario di lungo termine anche l'EENS e il LOLP sono fuori dai valori limite.

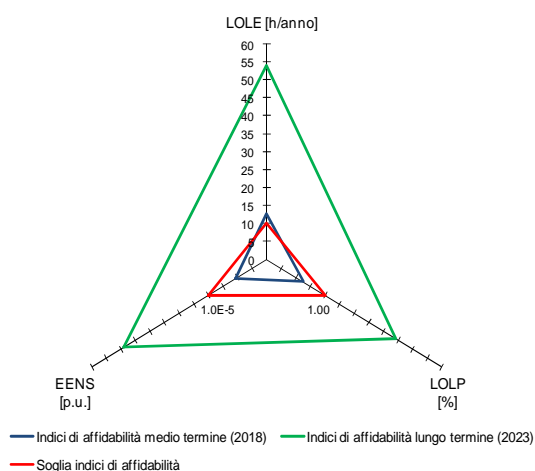


Figura 40 - Indici di affidabilità senza sviluppi di rete

È necessario pertanto intervenire per rinforzare le sezioni critiche, ridurre o rimuovere i vincoli che condizionano e condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti e realizzare ulteriori collegamenti produttiva con l'estero, rendendo così pienamente disponibili ulteriori risorse indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

### 3.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione

Una zona della rete rilevante è una porzione della RTN per la quale esistono, ai fini della sicurezza elettrica, limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone confinanti. Tali limiti sono individuati tenendo conto che:

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della RTN;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al

variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna area geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;

- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico), o essere dei poli di produzione limitata; questi ultimi costituiscono anch'essi delle zone virtuali la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Attualmente la RTN è suddivisa in sei zone e quattro poli di produzione limitata come riportato in Figura 41.

Come già evidenziato nel par. 2.4.2, la nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord e nel Sud del Paese, ovvero in aree che attualmente sono soggette a congestioni. Di conseguenza, sebbene i flussi commerciali e fisici sulle interconnessioni siano difficilmente prevedibili perché influenzati dalla disponibilità di gruppi di produzione e linee elettriche e dall'andamento dei prezzi del mercato elettrico italiano e dei mercati confinanti, è prevedibile, già nel breve - medio periodo, che in assenza di un opportuno sviluppo della RTN, la presenza di criticità di esercizio non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle risorse produttive.



Figura 41 - Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Nella Figura 42 sono illustrate le principali sezioni critiche sulla rete primaria a 380 kV, che si presentano nell'orizzonte di breve-medio periodo.

Rispetto alla attuale suddivisione, l'incremento di potenza disponibile nell'area Nord-Ovest del Paese, unitamente all'incremento dell'import, comporta un aggravio delle criticità d'esercizio della rete che interconnette la regione Piemonte con la regione Lombardia. Sono previsti infatti notevoli flussi di potenza in direzione da Nord-Ovest a Nord-Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati, verso l'area di Milano e il manifestarsi sempre più frequente di congestioni di rete intrazonali che già ora interessano quell'area. In attesa della realizzazione dei rinforzi di rete pianificati è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte Ovest della Lombardia, rendendo inutilizzabile una buona parte della potenza disponibile per la copertura del fabbisogno nazionale.

Si confermano difficoltà di esercizio nell'area Nord-Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare, risulta confermata per il futuro la presenza di vincoli di rete nell'area sud del Friuli.

Sempre nel medio periodo è prevedibile un aumento dei transiti di potenza sulle sezioni Nord - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud. Tali sezioni sono attualmente interessate da ingenti flussi di potenza che determinano criticità d'esercizio e frequenti congestioni, in particolare lungo la dorsale adriatica. Al riguardo, si segnala inoltre che i flussi di potenza su tali sezioni risultano variabili, con transiti elevati sia sulla dorsale adriatica che su quelle tirreniche, e soggetti a possibili inversioni, in funzione della diversa distribuzione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili sul territorio nazionale.

Come già evidenziato nel par. 2.4.2, lo sviluppo della generazione interesserà fortemente il Mezzogiorno, determinando il conseguente aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro - Sud. Attualmente i flussi di potenza che interessano tale sezione sono funzione della produzione di tutti gli impianti sottesi alla sezione stessa sia rinnovabili che termoelettrici

appartenenti ai poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Rossano. Si rendono perciò necessari opportuni sviluppi di rete per decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.

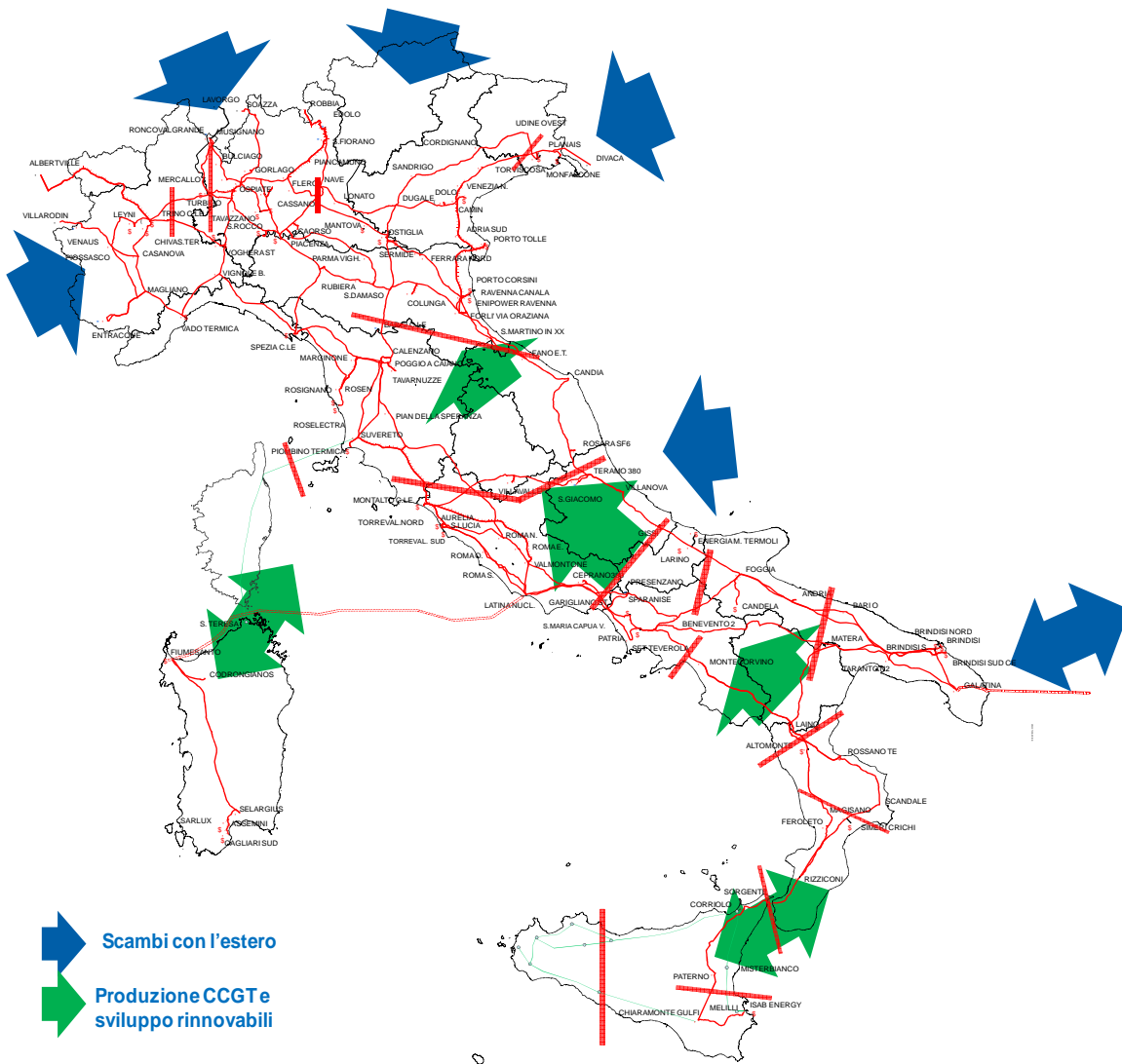
La presenza di poli di produzione da fonte convenzionale e rinnovabile di ingente capacità in Puglia e in Calabria, contribuirà ad aumentare nel breve - medio periodo le criticità di esercizio della rete sulle sezioni interessate dal trasporto delle potenze verso i centri di carico della Campania. Sono pertanto necessari interventi finalizzati a rinforzare la rete in AAT in uscita dalla Puglia e dalla Calabria.

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi, Rizziconi e Scandale, unitamente agli impianti da fonti rinnovabili, ed alle nuove iniziative produttive previste, è necessario assicurare l'evacuazione della generazione disponibile nell'area.

Nelle due isole maggiori, considerato anche il forte sviluppo delle FRNP, devono essere previsti importanti rinforzi di rete.

In Sardegna, il forte sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, rende opportuno valutare possibili soluzioni di potenziamento della rete.

La Sicilia è attualmente interconnessa con il Continente attraverso un unico collegamento a 380 kV in corrente alternata e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto rispetto al carico previsto nella parte occidentale dell'Isola. Sono pertanto prevedibili sempre maggiori condizionamenti per gli operatori del mercato elettrico, anche in relazione all'ulteriore sviluppo della generazione previsto, soprattutto da fonti rinnovabili, previsto in Sicilia e in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete nell'Isola e dell'interconnessione con il Continente, come appunto il potenziamento della rete 380 kV dell'isola e il nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Rizziconi.



**Scambi con l'estero**

**Produzione CCGT e sviluppo rinnovabili**

Figura 42 - Sezioni critiche

### 3.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In base 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, ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diversi fattori a giustificazione della spinta verso un maggior livello di integrazione della rete elettrica italiana con quella degli altri Paesi. I principali vantaggi tecnici che si ottengono sono il potenziamento generale del sistema, un miglioramento dell'esercizio in sicurezza e un'ottimizzazione dell'utilizzo degli impianti. Tramite il trasporto dell'elettricità, infatti, si rende possibile lo sfruttamento delle risorse energetiche primarie molto distanti dai punti di utilizzo evitando i problemi connessi al trasporto delle stesse su lunga distanza.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante, considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi (in parte già evidenziati nei paragrafi 1.5 e 2.4.3), per i quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- sulla frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), a fronte di un differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati, tenderà a mantenersi generalmente elevato, si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione;
- nell'area del Sud Est Europa (SEE) si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva prevista in aumento nel medio-lungo periodo, grazie ai programmi di sviluppo di nuova generazione. Pertanto la regione del SEE può essere vista come un importante corridoio per gli scambi di energia consentendo un accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa Sud orientale con riduzione del percorso dei flussi di energia.

In relazione a quanto detto, l'interconnessione con il sistema balcanico rappresenta una opportunità per il sistema Italia in quanto assicura:

- un aumento della competitività nel mercato, oltre che un canale di scambio di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo termine;
- un'opzione di diversificazione delle fonti energetiche di approvvigionamento, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle ingenti risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud – Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area;
- l'opportunità di incrementare lo sviluppo e l'import da fonti rinnovabili.

Ulteriori benefici per il sistema elettrico nazionale derivanti dall'interconnessione con i sistemi elettrici dell'area SEE sono inoltre associati:

- all'apertura di nuove frontiere energetiche con i Paesi dell'Europa orientale (Turchia, Ucraina, Moldavia, Russia);
- alle prospettive di miglior sfruttamento nel lungo periodo degli asset di trasmissione esistenti (come ad esempio l'interconnessione con la Grecia);
- all'utilizzazione di scambi non sistematici, per ottimizzare il commitment e la gestione dei vincoli di modulazione delle produzioni e per l'opportunità di trading in particolari situazioni (ad esempio notte – giorno, estate – inverno) o spot su evento;
- ai mutui vantaggi in termini di incremento della sicurezza e della stabilità dei sistemi: condivisione della riserva potenza (con conseguente riduzione dei costi di dispacciamento e degli investimenti in risorse di potenza di picco) e minori rischi di separazioni di rete.

Inoltre, un ulteriore fronte per lo sviluppo delle interconnessioni nel medio-lungo termine è quello del Nord Africa (in particolare Tunisia e Algeria), al fine di valorizzare il potenziale, in termini di risorse da fonti convenzionali e rinnovabili, derivante dagli scambi con l'area.

Si richiamano, infine, le opportunità derivanti dall'interconnessione con l'isola di Malta<sup>41</sup>, legate principalmente alle esigenze del sistema elettrico maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto

<sup>41</sup> A marzo 2013 è stata autorizzata la parte di competenza italiana di una linea privata in corrente alternata a 220 kV per il collegamento del sistema maltese a quello della Sicilia in corrispondenza della stazione di Ragusa.

alle necessità di medio e lungo periodo ma che offrono anche alcuni vantaggi, tra cui quella di esportazione dalla Sicilia di nuova produzione in particolare da fonti rinnovabili.

### 3.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio

Lo sviluppo della RTN è funzionale anche a superare altre problematiche di rete legate essenzialmente alla sicurezza locale e alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, i problemi sono legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Per quanto riguarda la qualità del servizio le esigenze derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite, migliorando i profili di tensione nei nodi ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico ed ambientale. Generalmente i problemi legati alla qualità del servizio sono individuabili anche nelle connessioni caratterizzate da alimentazione radiale e/o da schemi di impianto ridotti. Le criticità derivanti da questo tipo di connessioni possono essere di due tipi:

- strutturali, ovvero legate alla tipologia di apparecchiature di cui è dotato l'impianto d'utenza;
- di esercizio, ovvero legate alla modifica topologica della rete prodotta da smagliature o da assetti radiali talvolta necessari per evitare violazioni dei limiti di portata delle linee o delle correnti di corto circuito tollerabili dalle apparecchiature.

Di seguito si riportano le aree critiche principalmente dal punto di vista della sicurezza e della qualità del servizio locale.

La rete di subtrasmissione della Liguria, che alimenta la città di Genova, non garantisce in prospettiva un adeguato livello di continuità e affidabilità del servizio, principalmente a causa di insufficiente magliatura e capacità di trasporto.

Nei grandi centri di carico della Lombardia e del Piemonte, la rete attuale non risulta pienamente adeguata agli standard di sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali. Le aree particolarmente critiche del Piemonte sono la provincia di Torino, in particolare il versante ovest, e l'area compresa tra Asti ed Alessandria, che

presenta criticità sulla rete 132 kV legate alla notevole potenza trasportata su lunghe direttrici di portata limitata.

Sulla rete della Lombardia si registrano, in particolare nella città di Milano, rischi di sovraccarico a causa della limitata portata di alcuni collegamenti e problemi di regolazione della tensione; relativamente alla rete 132 kV, si confermano critiche le aree fra Pavia e Cremona e, nei periodi di alta idraulicità, l'area di Sondrio.

Nella zona Nord – Est del Paese, la rete ad altissima tensione presenta attualmente notevoli criticità, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di magliatura; per quanto riguarda la regolazione dei profili di tensione si conferma critica l'area sud del Friuli Venezia Giulia nelle ore di basso carico.

Relativamente alla rete 132 kV si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova; la presenza di numerose centrali idroelettriche allacciate alla rete a 132 kV dell'Alto Adige, associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita, determina notevoli difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità.

La regione Emilia - Romagna presenta un eccessivo impegno delle linee AT, in particolare nelle aree di Reggio-Emilia, Modena e Ravenna, e nel contempo, delle esistenti trasformazioni AAT/AT nelle aree di Bologna, Ferrara e Parma.

Nel Nord della Toscana sono presenti severe limitazioni di esercizio. In particolare alcune problematiche si evidenziano nella rete che alimenta l'area metropolitana di Firenze attualmente inadeguata a garantire, in sicurezza, l'alimentazione dei carichi.

Anche la rete AT nell'area di Livorno presenta un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio, dovuto alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali.

Critiche risultano le aree di carico delle province di Massa, Lucca e Arezzo dove si confermano rischi di sovraccarico delle trasformazioni e delle linee AT esistenti, quest'ultime caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto. A questo si aggiunge il progressivo degrado dei profili di tensione sia sui livelli AAT che AT dovuti a una mutata distribuzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nell'arco della giornata.

Alcune porzioni della rete che alimenta l'area costiera adriatica nelle regioni Marche e Abruzzo è esercita, in particolari condizioni, in assetto radiale al fine di evitare rischi di sovraccarico.



Problematiche analoghe interessano l'area della provincia di Perugia e la porzione di rete AT tra l'Abruzzo ed il Lazio.

L'area metropolitana e, più in generale, la provincia di Roma è interessata da problematiche associate alla limitata portata delle linee e alla carenza di infrastrutture che impongono un esercizio non ottimale della rete (con potenziali rischi di disalimentazione dei carichi) causando ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla sicurezza locale.

In Campania i problemi locali sono legati principalmente alla carenza di punti di alimentazione della rete a 220 kV e 150 kV in un'ampia area a Est del Vesuvio, area caratterizzata da una significativa densità di carico. Alcune porzioni della rete campana sono caratterizzate da elevati transiti che interessano infrastrutture ormai vetuste: ciò determina una riduzione dei margini di esercizio in sicurezza, con un concreto rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

In Puglia, la rete di trasmissione è caratterizzata da un alto impegno delle trasformazioni nelle stazioni elettriche. Particolarmente critiche risultano le aree di Bari e Lecce; anche l'area di Brindisi è caratterizzata da impianti non più adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta, con una flessibilità di esercizio conseguentemente limitata.

In Basilicata le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in AT, in particolare in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera. Inoltre si registrano livelli non ottimali di qualità del servizio nell'area di Potenza.

In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto dà luogo a problemi di continuità e qualità del servizio sulla rete AT. In tal senso si evidenziano criticità nelle aree del Crotonese, del Catanzarese e del Reggio.

Infine, per quanto riguarda le isole maggiori, si confermano critiche sotto l'aspetto dell'esercizio in sicurezza della rete le aree della Gallura (in particolare nel periodo estivo) e di Cagliari per quanto riguarda la Sardegna, mentre si registrano, infine, livelli non adeguati della qualità del servizio su alcune porzioni della rete AT in Sicilia, in particolare quelle che alimentano le aree di Palermo, Catania e Messina.

### 3.5 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP

La presenza di significative immissioni di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ha contribuito negli ultimi anni ad un sensibile aumento delle difficoltà di

gestione e dei rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il presente capitolo presenta l'analisi delle criticità previste in uno scenario evolutivo di breve-medio periodo derivanti dalla crescita rapida e diffusa degli impianti da fonte rinnovabile in linea con le previsioni riportate nel par. 2.4.2.

#### Congestioni di rete AT ed AAT

Le congestioni di rete (come illustrato in Figura 43) sono causate dalla presenza su linee o sezioni critiche della rete di vincoli di trasporto che limitano i transiti di potenza e, conseguentemente, non consentono l'immissione sul sistema di parte dell'energia che avrebbe potuto essere prodotta dagli impianti che godono di priorità di dispacciamento e da quelli più competitivi.

Le congestioni risultano particolarmente penalizzanti quando interessano le linee elettriche in AT su cui sono direttamente inseriti esclusivamente impianti da fonte rinnovabile e non consentono, per ragioni di sicurezza di esercizio di tali elementi di rete, l'immissione in rete di quote di energia incentivata che avrebbe potuto essere prodotta a costo pressoché nullo e che resta invece non utilizzata.

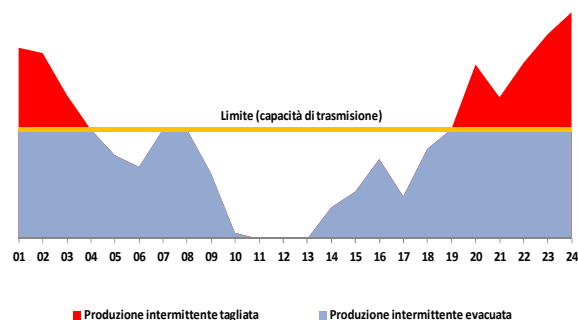


Figura 43 - Effetto delle congestioni sulla rete

In assenza di azioni tempestive tese a garantire uno sviluppo del sistema di trasmissione coordinato a livello sia locale che nazionale con quello della capacità produttiva da FRNP, le attuali congestioni potrebbero aggravarsi già a partire dai prossimi anni nei termini di seguito rappresentati:

- le criticità attualmente presenti sulle direttrici a 150 kV tra Puglia e Campania, che ancora non consentono il pieno utilizzo della capacità da fonte eolica installata, potrebbero progressivamente intensificarsi ed estendersi ad altre aree del Paese (come rappresentato in Figura 44), a maggior ragione in caso di ritardi nei procedimenti di autorizzazione. Tali rischi sussistono infatti, anche a causa del rapido sviluppo della produzione fotovoltaica distribuita, su altre porzioni della rete AT scarsamente magliate e con limitata capacità di trasporto in Sicilia, Calabria, Basilicata,

Molise, Abruzzo e Lazio dove, nei prossimi anni, si prevede che si aggiungeranno numerosi impianti di produzione a quelli già installati.

- Anche le congestioni a livello di zone di mercato (in particolare tra Sicilia e Continente e tra le zone Sud e Centro-Sud), con conseguenti separazioni di mercato, sono destinate ad intensificarsi in quanto il maggior potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili è presente proprio nel Sud della Penisola e nelle Isole, dove la rete primaria in AAT è meno magliata e dove è minore la domanda di energia. Tali congestioni determineranno, oltre che il rischio di non riuscire ad utilizzare tutta l'energia rinnovabile producibile nei periodi di basso fabbisogno, anche una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti.

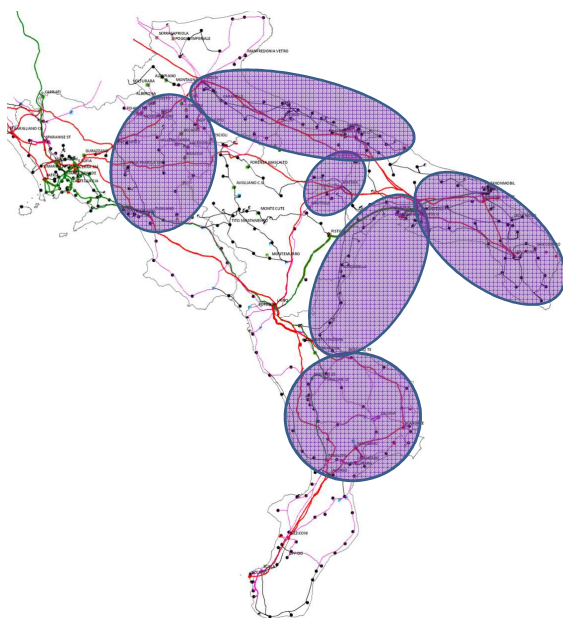


Figura 44 – Diretrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

Numerose sono le azioni messe in campo da Terna per superare i problemi di congestione al fine di valorizzare interamente le risorse di cui il sistema dispone. Tali azioni si inseriscono in un vasto programma di attività, in parte già avviate, al fine di incrementare la capacità di trasporto delle reti a livello AT e i limiti di scambio interzonali sul sistema in AAT, con particolare riferimento all'interconnessione Sicilia-Continente e alla sezione Sud - Centro-Sud.

Per quanto riguarda la rete AT, oltre al *reconductoring* delle linee esistenti con l'utilizzo ove possibile di conduttori ad alta capacità, è stata avviata la realizzazione nelle regioni del Mezzogiorno di numerose nuove "stazioni di raccolta" con stadio di trasformazione 380/150 kV a

cui raccordare le reti a 150 kV su cui si inserisce la produzione rinnovabile. In tal modo risulta possibile trasferire la potenza prodotta sul sistema primario a 380 kV che dispone strutturalmente di una capacità di trasporto molto maggiore, consentendo di valorizzare sul mercato ed utilizzare a pieno l'energia da fonte rinnovabile con priorità di dispacciamento.

Inoltre, per quanto attiene il superamento dei vincoli sulla rete AAT, benefici sostanziali sono attesi dalla realizzazione di opere strategiche quali il collegamento 380 kV "Sorgente-Rizziconi", gli elettrodotto 380 kV "Foggia-Benevento", "Foggia-Villanova" e "Montecorvino-Benevento".

In tal senso è fondamentale che l'autorizzazione delle infrastrutture di rete pianificate sia il più possibile rapida, tenuto conto dello sviluppo atteso già nei prossimi anni della nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili affinché questa possa essere utilizzata senza limitazioni.

### Riserva e bilanciamento

Per assicurare la sicurezza/adequatezza del sistema elettrico nazionale a fronte dell'incremento della potenza eolica e fotovoltaica installata, caratterizzata da maggiore aleatorietà, risulta necessario approvvigionare maggiori quantitativi di riserva necessaria a garantire l'equilibrio del sistema a fronte di variazioni rispetto ai profili di produzione e carico previsti.

Attualmente la previsione eolica con anticipo di 24 ore può essere effettuata, anche in coerenza con i migliori benchmark internazionali, con un errore medio dell'ordine del 20% dell'immesso mentre per quanto riguarda la produzione fotovoltaica è ragionevolmente raggiungibile un errore medio dell'ordine del 10%.

Se si considera il forte incremento del livello di penetrazione della produzione da FRNP, in particolare della fonte fotovoltaica, previsto nei prossimi anni in linea con gli scenari di breve-medio periodo (cfr. par. 2.4.2), il bilanciamento del sistema presenta notevoli criticità.

Un primo problema riguarda la necessità di garantire l'equilibrio del sistema nazionale nel suo complesso, rispetto a produzione, carico e scambi con l'estero, in particolare nelle ore del giorno dei periodi caratterizzati da basso fabbisogno in potenza ed elevata produzione rinnovabile. Come meglio spiegato nel seguito, tale esigenza rischia di non essere sempre soddisfatta, dovendo mantenere in produzione il numero minimo di unità in grado di fornire i necessari servizi di regolazione di rete e pur riducendo al minimo l'importazione di energia dall'estero (qualora non esistano ulteriori contromisure disponibili). Peraltro tale

problematica rischia di verificarsi anche a livello zonale, su porzioni del sistema elettrico i cui collegamenti con le aree limitrofe sono soggetti a vincoli di trasporto in corrispondenza delle sezioni critiche.

Una ulteriore difficoltà riguarda l'inseguimento della curva di carico, la cui forma è caratterizzata, da un più basso carico nelle ore di luce e da una rampa serale molto più ripida e più severa rispetto a quella antimeridiana. Al riguardo, nella Figura 45, si riporta il fabbisogno in potenza servito dal sistema di trasmissione di un giorno festivo del 2013 rappresentata dalla curva rossa. Tale curva è ottenuta sottraendo dalla curva blu rappresentativa del fabbisogno Italia complessivo la produzione fotovoltaica MT/BT rappresentativa della quasi totalità della generazione distribuita.

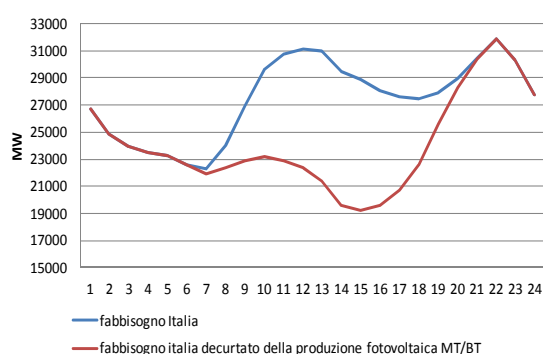


Figura 45 - Fabbisogno a consuntivo giorno festivo 2013

Il bilanciamento del sistema può pertanto essere garantito in tali condizioni solo con movimentazioni di energia su MSD, utilizzazione in accumulo degli impianti di pompaggio e loro rapida inversione in produzione nelle ore di punta serale, assieme al riavviamento delle unità termoelettriche, con il rischio di dover ricorrere anche al distacco parziale di carichi interrompibili.

Tali criticità sono tanto più evidenti in giorni caratterizzati da valori di basso carico in cui i gruppi termoelettrici convenzionali in servizio sono limitati al minimo.

Tali fenomeni si sovrappongono peraltro agli effetti derivanti dalla presentazione sul mercato dell'energia di quote di offerta ancora ridotte rispetto all'effettiva produzione da FRNP, che devono essere pertanto compensate su MSD. Tale fenomeno, attualmente ancora presente ma che si auspica possa essere superato quanto prima anche attraverso i recenti interventi normativi<sup>42</sup>, oggi rischia di determinare una modifica sostanziale degli esiti del Mercato elettrico, che comporta ulteriori movimentazioni di produzione su MSD da impianti tradizionali.

<sup>42</sup> Cfr. Delibera 281/12/R/efr, Delibera 462/2013/R/ee e pronuncia del Consiglio di Stato in merito all'applicabilità delle precedenti.

In prospettiva, ove si considerino le stime di medio periodo riguardanti l'ulteriore ingente sviluppo della capacità produttiva da FRNP, le risorse di regolazione effettivamente utilizzabili rischiano di non essere più sufficienti.

### Riserva primaria e sicurezza del sistema

Al fine di rispettare gli standard di sicurezza nella gestione del sistema elettrico, questo deve essere esercito con un'adeguata capacità di regolazione primaria rispetto alle esigenze di mantenimento della stabilità della frequenza.

Il Codice di Rete (art. 4.4.2.3) prescrive che gli impianti di generazione debbano rendere disponibile una banda di regolazione primaria non inferiore all'1,5% della potenza efficiente per quanto riguarda il Continente e la Sicilia se collegata al Continente, del 10% in Sardegna e in Sicilia se scollegata dal Continente. Da tale obbligo sono esclusi (art. 1B.5.6.1) gli impianti da FRNP.

L'ulteriore sviluppo di generazione distribuita, a regole attuali, comporterà una riduzione di quote di mercato alla generazione tradizionale, con conseguente riduzione dell'inerzia e della capacità di regolazione del sistema. Alla difficoltà di mantenere stabile la frequenza si aggiunge il rischio di perdita della stessa generazione distribuita in occasione di eventi di rete, con conseguente aggravio dell'evolversi del transitorio verso stati critici di funzionamento.

In tali condizioni, gli attuali meccanismi di regolazione e di difesa potrebbero risultare inefficaci in particolari situazioni di esercizio (ad esempio nel caso di Sicilia e Sardegna, ovvero nel Continente in condizioni di minimo carico).

### 3.6 Analisi esigenze di regolazione del sistema elettrico

Sono state condotte analisi mirate per valutare, su un perimetro nazionale interconnesso e suddiviso in zone interne di mercato, il fenomeno di *Over Generation* (di seguito *OG*) correlata al forte sviluppo della produzione da FRNP sul sistema nazionale. Per *OG* si intende surplus di generazione nazionale e/o zonale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno.

Le simulazioni sono state condotte con un profilo orario di fabbisogno in configurazione "scenario base" nel lungo periodo.

Lo scenario base ipotizza all'anno orizzonte un valore di fabbisogno pari a 339 TWh.

Nello scenario di richiesta di energia appena descritto si è implementato il più ragionevole degli sviluppi di nuova capacità eolica/fotovoltaica,

coerente con lo scenario di riferimento adottato da Terna (cfr. par. 2.4.2).

In queste ipotesi si può definire nel lungo termine (dieci anni):

- 15 GW da eolico corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 28 TWh (Figura 46);
- 28,5 GW da fotovoltaico, corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 35 TWh (Figura 47).

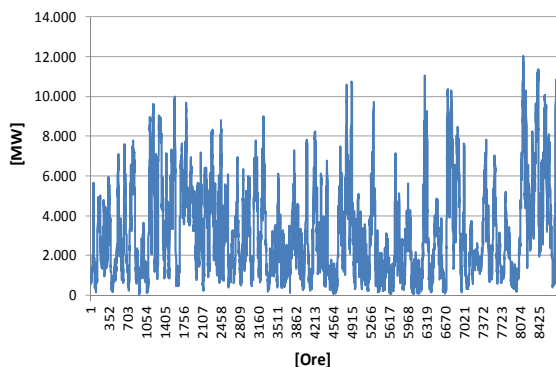


Figura 46 - Profilo annuale generazione eolica totale Italia medio termine

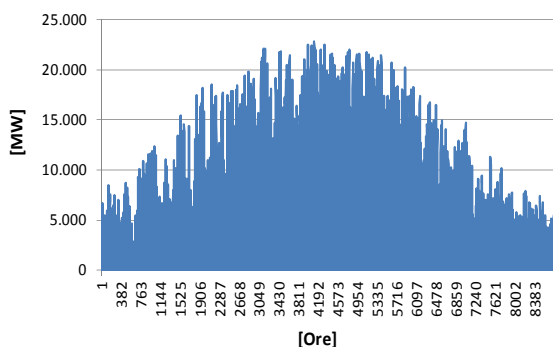


Figura 47 - Profilo annuale generazione fotovoltaica

Sul fronte degli sviluppi attesi sulla capacità di interconnessione con l'estero, rispetto allo stato attuale, le ipotesi sono in linea con quanto atteso nello scenario di riferimento e nel relativo modello, confermando gli incrementi attesi sulla frontiera Nord e con i Balcani.

Inoltre nello scenario sono stati considerati nuovi limiti di scambio zonali, risultati della migliore stima di entrata in servizio degli interventi di piano.

Gli studi fanno riferimento a simulazioni *market based* in cui il sistema è stato analizzato considerando in sequenza le dinamiche ed i vincoli derivanti dallo schema di funzionamento dei mercati MGP ed MSD mediante simulazione deterministica su orizzonte annuale.

In particolare, per la simulazione MGP sono state implementate le seguenti logiche:

- modellizzazione dell'offerta sulle frontiere per la valutazione degli scambi attesi: è stata stabilita una relazione tra scambi sulle frontiere e prezzo zonale MGP nella zona di interconnessione (maggiore è il prezzo e maggiore è l'importazione; per prezzi molto bassi si considera possibile l'esportazione);
- vincoli per gruppi termoelettrici in servizio assoggettati a cicli produttivi.

Nella simulazione MSD in cui sono stati utilizzati gli scambi con l'estero così come determinati su MGP sono stati implementati i seguenti vincoli:

- minima produzione termica per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, regolare la tensione in rete per assicurare i migliori standard di qualità del servizio e garantire tutti i servizi ancillari di sistema;
- riserva primaria sul sistema italiano interconnesso, indispensabile per garantire la stabilità dinamica al verificarsi di contingenze o fluttuazione della potenza immessa in rete ed evitare il rischio di black out;
- riserva terziaria termica a salire ed a scendere ipotizzando il verificarsi della più gravosa contingenza di perdita di immissione di potenza in rete tra le unità produttive in servizio, l'errore di previsione del fabbisogno di energia e gli errori di previsione della produzione fotovoltaica ed eolica;
- vincoli di flessibilità delle unità termiche in esercizio al fine di simulare correttamente la reale disponibilità degli impianti.

Infine per poter verificare la corretta interpretazione dei vincoli, in particolare per quelli legati agli impianti termoelettrici minimi da tenere in servizio per garantire la sicurezza del sistema, sono state fatte alcune tarature del modello esportando alcuni snapshot dell'analisi deterministica e verificandoli mediante dettagliati calcoli di rete.

#### Caso 1

In particolare, nel primo set di simulazioni le curve di offerta sulle frontiere sono state modellate sulla base delle migliori stime ottenute dall'analisi della struttura dell'offerta estera, simulando gli effetti derivanti dall'accoppiamento dei mercati dell'energia.

In questo caso il funzionamento del sistema è caratterizzato da una buona sensibilità dell'import ai differenziali di prezzo che si formano a cavallo della frontiera. In tale ipotesi è stato ottenuto un

import di circa 80 TWh ed un'OG di circa 2,5 TWh, la cui curva di durata è rappresentata in Figura 48.

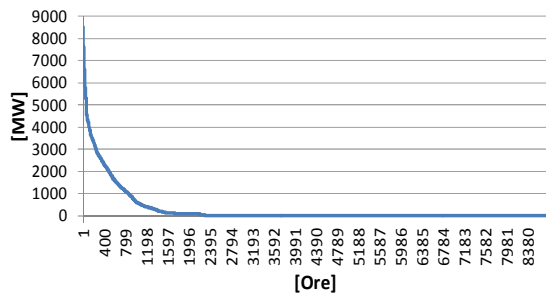


Figura 48 - Curva di durata OG (Caso 1)

Come si evidenzia in Figura 49 e Figura 50 i giorni in cui si rilevano OG più elevate sono i giorni festivi, in particolare nei mesi da maggio a settembre in corrispondenza di periodi di basso fabbisogno e alta produzione rinnovabile soprattutto fotovoltaica. In Figura 49 e Figura 50 è rappresentata l'incidenza dell'OG percentualmente e per classi di entità essendo rappresentato non solo il numero di ore in cui si è verificata l'OG ma anche l'entità della stessa.

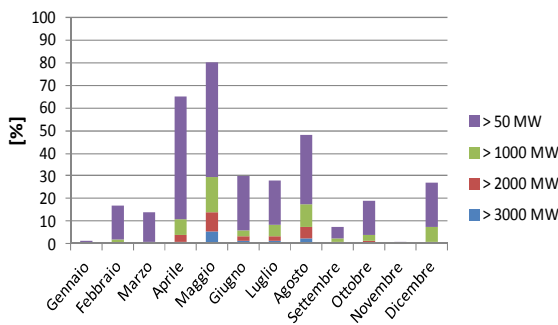


Figura 49 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali) (Caso 1)

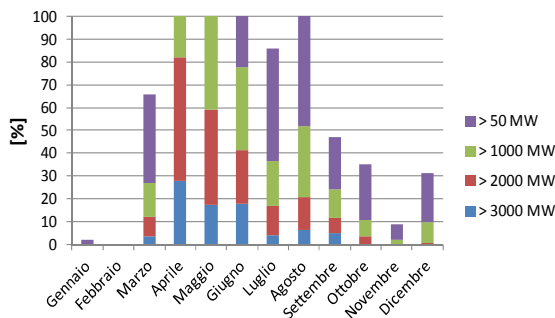


Figura 50 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi) (Caso 1)

### Caso 2

Successivamente si è provveduto a simulare l'effetto di un sistema integrato dei mercati esteso anche al mercato dei servizi ed in particolare del bilanciamento in tempo reale sulle sole frontiere settentrionali nonché di una riduzione preliminare dell'NTC sull'MGP sulle altre frontiere. In tale contesto, gli scambi sulle frontiere settentrionali, anziché essere vincolati ai valori programmati sui precedenti mercati dell'energia (MGP, MI) possono

essere modificati su MB mediante il ricorso alla modulazione degli scambi con l'estero ai fini del bilanciamento. In tale ipotesi l'OG si riduce a circa 1200 GWh, di oltre il 50% inferiore a quello iniziale.

Nelle successive figure (Figura 51, Figura 52 e Figura 53) è rappresentata la curva di durata dell'OG, l'incidenza dell'OG, percentualmente e per classi di entità.

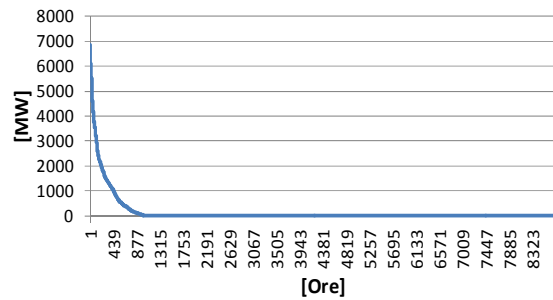


Figura 51 - Curva di durata OG (Caso 2)

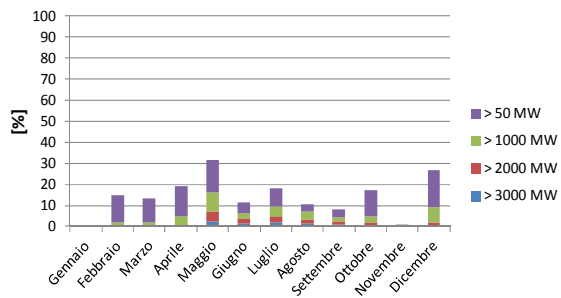


Figura 52 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali) (Caso 2)

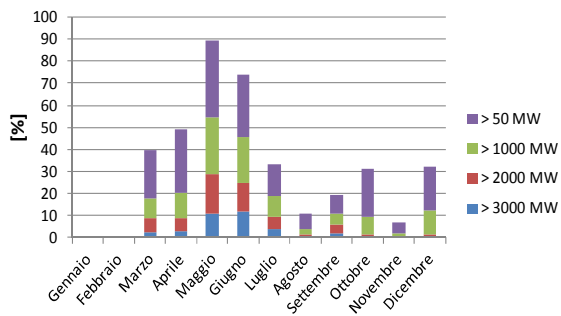


Figura 53 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi) (Caso 2)

È altresì da notare che la citata riduzione dell'OG di oltre il 50% rispetto al valore iniziale, sarebbe solo dell'ordine del 10% in assenza di interventi di sviluppo della rete.

Infatti gli interventi di sviluppo, migliorando la capacità di trasporto della rete, permettono una migliore distribuzione dei flussi di energia su di essa e quindi una migliore gestione degli scambi con l'estero ai fini della riduzione dell'energia di sistema che non si riesce a bilanciare internamente.

Si osserva quindi che anche in seguito all'attuazione dei meccanismi di accoppiamento dei mercati, i problemi di OG non sono completamente risolti, e quindi, è necessario ricorrere anche ad azioni di modulazione della produzione da FRNP, da applicare in accordo alle disposizioni del Codice di Rete.

Nell'ottica di approfondimento di questo tema è stata fatta un'analisi della correlazione tra OG e generazione da FRNP connessa in AT (prevalentemente eolica), svolta sullo scenario del Caso 2 che contempla sia la riduzione preliminare delle NTC che l'adozione di un meccanismo di coupling del mercato del bilanciamento e quindi in un contesto nel quale sono già state considerate tutte le misure per mitigare il fenomeno dell'OG. Emerge che seppur in numero esiguo di ore (corrispondente all'1% delle ore con OG) i valori di OG stimata è maggiore della produzione da FRNP ipotizzata nell'ora corrispondente con scarti che arrivano a superare i 1000 MW (vedi Figura 54). Ne consegue che in quelle ore, anche nell'ipotesi ottimistica che sia possibile agire distaccando la totalità della generazione da FRNP distaccabile, tale procedura potrebbe non risultare comunque sufficiente a ristabilire il bilanciamento del sistema e in assenza di misure alternative porterebbe a esercire il sistema in condizioni di sicurezza inferiori agli standard richiesti.

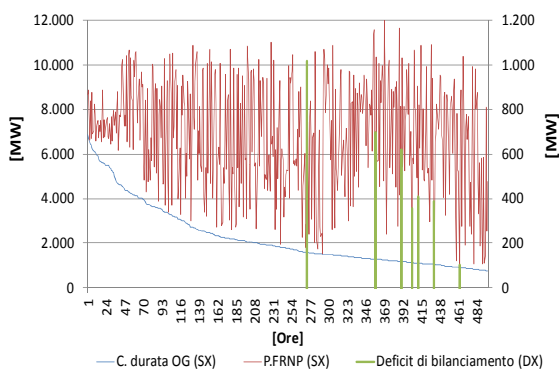


Figura 54 - Correlazione produzione FRNP in AT con Over Generation

In tal caso si prospetta sempre più importante l'esigenza di poter ricorrere anche alla modulazioni della generazione distribuita in MT/BT da fonti rinnovabili (prevalentemente fotovoltaico) che in special modo nel sistema elettrico italiano è presente in maniera significativa con una capacità installata più che doppia rispetto a quella in AT.

E' opportuno inoltre segnalare che detto risultato, ottenuto con uno strumento di simulazione dell'esercizio del sistema a carattere deterministico e non affidabilistico, potrebbe assumere dimensioni più importanti considerando l'aleatorietà dei fattori che concorrono a generarlo (generazione eolica,

carico, disponibilità della capacità di esportazione, disponibilità degli impianti di pompaggio, ecc.).

Come soluzione di lungo periodo per massimizzare la produzione da FRNP è possibile anche considerare la realizzazione di ulteriori impianti di accumulo zonale da pompaggio.

### 3.7 Smart Transmission Solutions

Una delle principali esigenze del Piano di Sviluppo è quella di rendere la rete di trasmissione dinamica, in grado di evolvere rapidamente ed in maniera efficace rispetto a scenari che mutano repentinamente e che sono difficilmente prevedibili ex-ante.

Con lo scopo di realizzare una rete di trasmissione flessibile che, nelle diverse condizioni di esercizio, risponda prontamente alle esigenze di sicurezza, affidabilità ed efficienza del sistema elettrico, favorendo il più possibile l'integrazione della crescente produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla RTN, Terna ha pianificato alcuni interventi attualmente in corso di realizzazione e definito nuove soluzioni da implementare (cfr. Figura 55), che consentono:

- il controllo flussi di potenza sulla rete AT/AAT tramite l'installazione di *Phase Shifting Transformers*;
- il miglioramento della stabilità e della sicurezza di esercizio del sistema attraverso l'installazione di compensatori sincroni;
- la corretta gestione dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla rete e conseguente riduzione oneri MSD attraverso l'installazione di reattori e condensatori (cfr. par.3.7.1);
- di massimizzare la capacità di trasporto delle linee esistenti (con l'utilizzo di conduttori ad alta capacità) anche in funzione della temperatura di esercizio (*Dynamic Thermal Rating- DTR*);
- di massimizzare lo sfruttamento delle risorse da FER e migliorare la regolazione del sistema AAT/AT tramite la sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso (cfr. par 3.7.2);
- di migliorare la previsione ed il controllo della generazione distribuita tramite logiche smart.

Tali soluzioni sono caratterizzate in generale da un ridotto impatto ambientale (in quanto permettono di massimizzare l'utilizzo di asset esistenti) e da tempi e costi di implementazione tipicamente inferiori a quelli necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture di rete (linee e stazioni in alta tensione).

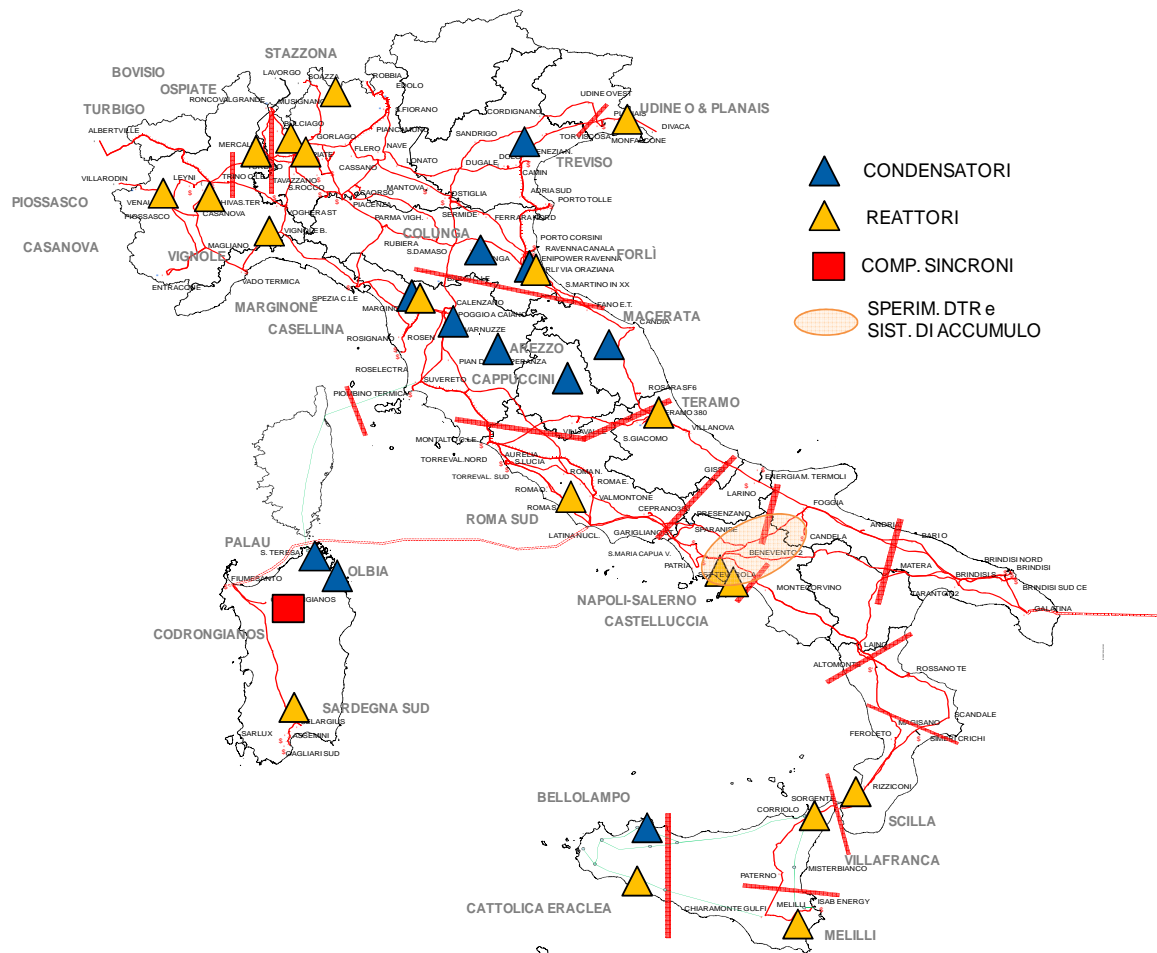


Figura 55 - Smart Transmission Solutions

Sempre nell'ambito delle soluzioni innovative, si segnalano le seguenti iniziative previste:

- *applicazioni Dynamic Thermal Rating*: progetti di sistemi innovativi per la determinazione dinamica della capacità di trasporto degli elementi di rete, in funzione delle reali condizioni ambientali e di esercizio. La sperimentazione in corso di conclusione consentirà di definire tipologie e standard di applicazione del metodo ai fini di una progressiva implementazione e diffusione sugli elementi di rete 132-150 kV e successivamente 380 kV per i quali la sperimentazione interessa linee appartenenti a sezioni critiche Nord-CNord e CSud-Sud e linee di raccolta del rinnovabile;
- *partecipazione al progetto GREEN-ME<sup>43</sup> (Grid integration of REnewable Energy sources in the North - MEditerranean)*: progetto presentato alla Commissione Europea nell'ambito del *Connecting Europe Facility (CEF)* dai TSO e DSO di Italia e Francia e relativo allo sviluppo di

sistemi funzionali all'integrazione della generazione distribuita attraverso:

- strumenti avanzati di previsione della generazione e dei profili di scambio con la rete AT
- impiego di sistemi finalizzati a garantire i profili di scambio programmati
- evoluzione degli strumenti di monitoraggio e controllo della generazione distribuita

in un'area che si estende tra il sud della Francia e le Regioni del nord Italia.

Il progetto è stato inserito nella lista dei Progetti di Interesse Comune (PCI), pubblicata dalla Commissione Europea ad Ottobre 2013, nell'ambito dei progetti *Smart Grids* (cfr. Figura 56).

<sup>43</sup> Il progetto è condizionato all'eventuale finanziamento delle attività previsto dalla Commissione Europea.



Figura 56 – Progetti di Interesse Comune: Smart Grids

- *miglioramento dell'identificazione e controllo della rete con sistemi digitali*: sfruttando le potenzialità delle apparecchiature digitali per fornire direttamente misure per l'analisi e il monitoraggio della qualità del servizio ed in generale analisi fuori linea per l'ottimizzazione del funzionamento del sistema;
- *monitoring reti*: il crescente impatto delle fonti rinnovabili anche sulle reti di distribuzione comporta la necessità di disporre di un set di dati e di modellazione per una visione di maggior dettaglio del carico/generazione sui sistemi di distribuzione interoperanti con la RTN;
- *adeguamento e innovazione sistemi di sicurezza controllo, protezione e manovra*: su reti di subtrasmissione (in particolare reti di distribuzione acquisite in RTN).

### 3.7.1 Piano di rifasamento e soluzioni innovative per la sicurezza e la qualità del servizio

#### Piano di rifasamento della rete

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre un'adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento.

Infatti, in determinate situazioni (par. 1.1.3, Allegato 2 del PdS 2014), la copertura dei margini di reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio (attuali o futuri). Tale evenienza può dipendere da svariate cause, tra cui le principali sono correlate al verificarsi dei seguenti fenomeni:

- importazioni di potenza attiva senza per contro importazioni di potenza reattiva<sup>44</sup>;

<sup>44</sup> È infatti noto che il transito di potenza reattiva sui collegamenti transfrontalieri deve essere, per quanto possibile, ridotto al minimo. Ciò al fine del rispetto delle

- transiti di potenza che si instaurano sulle linee a 380 – 220 kV della rete di trasmissione e che determinano, nel loro complesso, un comportamento della stessa come un ulteriore carico aggiuntivo di tipo induttivo o capacitivo, secondo le zone e le situazioni;
- limiti di produzione/assorbimento massimo di reattivo da parte dei principali generatori connessi alla rete AAT.

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 a livello di pianificazione, si rende necessario verificare se, nelle due situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - e cioè di massima e di minima richiesta nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene condotta con riferimento allo scenario di breve periodo (3 anni), in quanto:

- 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 che si rendono necessari, sono richiesti tempi medi contenuti.

#### Installazione di condensatori

Con l'evoluzione del carico (caratterizzato negli ultimi tempi anche da "fattori di potenza" mediamente più bassi, dovuti alla sempre maggiore diffusione degli impianti di condizionamento dell'aria) soprattutto in corrispondenza della stagione estiva, e gli attesi aumenti dei livelli di importazione, si rende necessario adeguare i corrispondenti livelli di rifasamento della RTN.

Le nuove installazioni necessarie nel breve – medio termine<sup>45</sup> corrispondono a un totale di circa 650 MVar.

Il piano ottimale di installazione dei nuovi condensatori che prevede l'inserimento della nuova potenza reattiva sulle sezioni a 132 – 150 kV (batterie da 54 MVar l'una) di stazioni AAT/AT, interesserà le stazioni di seguito specificate:

- stazioni esistenti: Forlì (FC), Colunga (BO), Marginone (LU), Casellina (FI), Cappuccini (PG),

regole ENTSO-E ed anche per massimizzare la possibilità di importazione.

<sup>45</sup> Alcune batterie potranno essere installate solo in un secondo tempo, in quanto previste in stazioni future attualmente nel piano di lungo periodo.



Bellolampo (PA), Olbia<sup>46</sup> (OT), Palau (OT) e Arezzo (AR)<sup>47</sup>;

- stazioni previsionali: nuova stazione in provincia di Macerata<sup>48</sup>, nuova stazione di Treviso<sup>49</sup>.

E' inoltre prevista l'installazione di ulteriori 40 MVAR sulla direttrice 220 kV Candia-Abbadia-Rosara-Montorio.

Le analisi di rete hanno evidenziato potenziali bassi livelli di tensione sull'anello 132 kV compreso tra le stazioni 380/132 – 150 kV di Rosara e Villanova; il profilo di tensione nell'area indicata potrebbe essere migliorato attraverso l'installazione di opportune batterie di condensatori in prossimità delle stazioni 132 kV di Marino D.T. e Teramo CP. Tali problematiche saranno risolte attraverso gli interventi di rete previsti nella S.E. 380 kV di Teramo<sup>50</sup>.

Per quanto concerne la tempistica, sono considerate urgenti le installazioni su stazioni esistenti, mentre per quelle su stazioni future, dovranno essere ovviamente coordinate con i tempi di costruzione delle stesse.

La distribuzione geografica delle nuove risorse necessarie sul sistema AT riflette direttamente lo scenario previsto nel breve – medio periodo. Infatti le nuove installazioni riguardano:

- nodi dell'area Nord e Centro – Nord con elevata densità di carico;
- porzioni di rete, nell'Italia centrale e centro – meridionale, distanti sia dai poli di produzione dell'area Nord che da quelli del Sud e con scarsa disponibilità di risorse funzionali alla regolazione anche sulla rete AT;
- altre aree del Paese caratterizzate invece da carenza (attesa almeno per i prossimi 5 – 6 anni) di risorse di generazione rispetto al fabbisogno di potenza reattiva localmente richiesto.

### Installazione di reattanze di compensazione

La necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo (reattori) è una problematica che si è affacciata solo di recente nella gestione del sistema AAT, anche a seguito dei

problemi di sicurezza del sistema elettrico che si sono evidenziati nel corso degli ultimi anni.

Infatti nelle ore di bassissima richiesta<sup>51</sup> di energia elettrica le tensioni sulla rete AAT tendono a raggiungere valori pericolosi a causa dello scarso impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno è necessario provvedere, con opportune manovre di esercizio, al contenimento degli effetti derivanti sulla rete. Tali azioni, che prevedono l'apertura di alcune linee e la riduzione del normale livello di magliatura della rete, comportano tuttavia una diminuzione dei margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico, oltre ad un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Come risposta alle problematiche di esercizio esposte, sono previsti opportuni interventi nel Piano di Sviluppo della RTN, per consentire, anche in ore vuote, un esercizio maggiormente magliato della rete in AAT.

In particolare, è in programma l'installazione di nuovi banchi di reattanze trasversali direttamente sulle sezioni AAT degli impianti seguenti:

- 855 MVAR (n.3 da 285 MVAR) nelle stazioni 380 kV del Piemonte (Casanova, Vignole e Piossasco);
- 570 MVAR (n.2 da 285 MVAR) nelle stazioni 380 kV della Lombardia (Bovisio e Turbigo<sup>52</sup>);
- 285 MVAR nella sezione 380 kV di Forlì (FC);
- 285 MVAR nella stazione 380 kV di Teramo (TE).

In relazione agli interventi di razionalizzazione previsti nella Valtellina è prevista l'installazione delle seguenti reattanze shunt:

- 60 MVAR nella sezione 132 kV di Stazzona (SO).

Unitamente alla realizzazione del potenziamento del collegamento 380 kV Sorgente – Rizziconi, è prevista l'installazione di opportune reattanze di compensazione composte da singoli moduli monofase da 95 MVAR:

- 570 MVAR (n.2 da 285 MVAR) nella stazione 380 kV di Scilla (RC);
- 570 MVAR (n.2 da 285 MVAR) nella stazione 380 kV di Villafranca (ME).

<sup>46</sup> Le stazioni di Olbia e Palau sono Cabine Primarie.

<sup>47</sup> La batteria di condensatori, di taglia 80 MVAR, sarà installata sulla sez. 220 kV.

<sup>48</sup> Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Abbadia (MC)".

<sup>49</sup> Previsti due banchi da 54 MVAR.

<sup>50</sup> Riassetto rete Teramo/Pescara.

<sup>51</sup> In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al disotto del 40% rispetto alla punta massima.

<sup>52</sup> L'installazione della compensazione nella stazione di Turbigo risulta meno prioritaria in quanto il fabbisogno di reattivo dell'area viene parzialmente soddisfatto dalla reattanza nella stazione di Bovisio.

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 sensibilità effettuate 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.

Al fine di migliorare il livello della sicurezza della rete sarda, è prevista l'installazione di unità di compensazione sincrona a Codrongianos<sup>53</sup> per una potenza complessiva di circa 500 MVA. Tali dispositivi, oltre a migliorare il livello delle potenze di corto circuito, hanno un effetto positivo sul controllo del livello di tensione dei nodi.

Recenti eventi di esercizio caratterizzati da elevati livelli di tensione, localizzati principalmente nell'area di Napoli e del basso Lazio, hanno evidenziato la necessità di analizzare le esigenze di dispositivi per la compensazione del reattivo anche su un orizzonte temporale di breve-medio periodo.

In tal senso è stata svolta un'analisi tecnica che, oltre a confermare la necessità di installazione di tutti i reattori attualmente previsti dal piano di rifasamento, delinea una lista di priorità di installazione di nuovi reattori sulla rete di trasmissione, suddivisi per livello di tensione (380 kV e 220 kV) ed individua ulteriori esigenze di compensazione.

In particolare, l'analisi tiene conto dei mutati scenari di generazione rinnovabile, di carico e mercato ed ha ricostruito il livello di criticità dei nodi presso i quali è stata prevista l'installazione di un reattore.

La variabilità di alcuni parametri presi in considerazione, il loro livello di accuratezza e la presenza di nodi con livello di criticità paragonabile ha portato ad individuare delle "classi" di priorità, per le quali è stata ravvisata la stessa urgenza di installazione di un reattore.

Sono di seguito elencati gli indicatori presi in esame al fine di individuare la priorità a livello nazionale:

- Numero di ore in cui vi sono stati superamenti delle soglie di tensione (415 e 420 kV per i

nodi 380 kV, 235 e 240 kV per i nodi 220 kV) nel 2012.

- Numero di nodi allo stesso livello di tensione a cui la stazione in esame è direttamente connessa in modo da valutare il beneficio anche su nodi limitrofi.
- Volumi di energia movimentati da Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per regolare le tensioni nei nodi considerati. L'indicatore tiene conto dei volumi consuntivati per il cluster di impianti di riferimento: maggiore è il valore dei volumi, maggiore è l'entità del beneficio ottenuto dal reattore.
- Eventuale appartenenza della stazione in esame ad una delle direttrici di riaccensione/rialimentazione previste nel Piano di riaccensione. A parità di altri indicatori ciò costituisce elemento preferenziale.
- Percentuale di potenza fotovoltaica installata, rispetto al totale nazionale, per la regione di riferimento. Tale valore è stato normalizzato rispetto al valore del carico per la regione di riferimento. Maggiore è la potenza normalizzata rispetto al carico più elevata è la probabilità di scaricare la rete 380-220 kV dell'area di riferimento con ripercussioni sulle tensioni.

In Tabella 6 è riportato l'elenco dei reattori identificati in ordine di priorità di installazione<sup>54</sup>: (1) massima priorità, (2) priorità elevata, (3) priorità media, (4) priorità bassa.

In particolare, oltre ai reattori identificati dal piano di rifasamento, sono stati identificati nuovi banchi di reattanze trasversali da installare direttamente sulle sezioni AAT degli impianti seguenti:

- 285 MVar nella stazione 380 kV di Marginone (LU);
- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nelle stazioni del Friuli (Planais ed Udine Ovest)
- 180 MVar nella stazione 220 kV di Castelluccia (NA);
- 180 MVar nella stazione 220 kV di Cattolica Eraclea (AG);
- 180 MVar nella sezione 220 kV di Ospiate (MI);
- 285 MVar nella sezione 380 kV di Melilli (CT);

<sup>53</sup> Gli apparati previsti consentiranno anche il funzionamento di una nuova direttrice di riaccensione della rete della Sardegna.

<sup>54</sup> All'interno di ciascun livello di priorità, gli interventi sono stati elencati in ordine geografico da Nord a Sud.

- 285 MVar nella sezione 380 kV di Roma Sud (RM);
- 180 MVar sulla rete 220 kV nell'area tra Napoli e Salerno.

Tabella 6 - Elenco priorità installazione reattori

Reattore	Livello di Tensione	Scala di priorità
Piossasco	380 kV	1
Ospiate	220 kV	
Planais	380 kV	
Udine Ovest	380 kV	
Roma Sud	380 kV	
Teramo	380 kV	
Castelluccia	220 kV	
Cattolica Eraclea	220 kV	
Vignole	380 kV	2
Bovisio	380 kV	
Forlì	380 kV	
Casanova	380 kV	3
Turbigo	380 kV	
Area tra Napoli e Salerno	220 kV	
Melilli	380 kV	

Inoltre è prevista l'installazione di opportuni dispositivi di compensazione reattiva nell'area Sud della Sardegna.

### 3.7.2 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo

Lo sviluppo rapido e imponente delle FRNP previsto nei prossimi anni richiede l'adozione di nuove soluzioni di adeguamento e sviluppo del sistema finalizzate a ridurre in maniera il più possibile efficace e tempestiva l'incidenza delle criticità ad esso correlate e a raggiungere l'obiettivo di promozione dell'uso efficiente dell'energia da fonti rinnovabili sancito dalle recenti direttive europee.

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.

In particolare è previsto che il Piano di Sviluppo della RTN possa includere 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. Il medesimo provvedimento ha specificato anche che la realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inclusi nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie.

A tale riguardo, a seguito della deliberazione dell'AEEG 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 AEEG 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.

I progetti, suddivisi in 3 coppie di progetti, sono localizzati uno sulla direttrice Benevento II-Volturara-Celle S. Vito e gli altri due sulla direttrice Benevento II – Bisaccia 380 ma su nodi della rete differenti.

Di tali impianti ne sono stati autorizzati fino ad oggi due, quello di Ginestra per 12 MW sulla direttrice Campobasso-Benevento II-Volturara-Celle S. Vito e quello di Flumeri sempre per 12 MW sulla direttrice Benevento II – Bisaccia 380.

Le esigenze di nuovi sistemi di accumulo saranno, pertanto, individuate a conclusione di tale sperimentazione.



## 4 Nuove infrastrutture di rete per la produzione da FRNP

Recependo la direttiva 2009/28/CE, il Piano di Azione Nazionale (PAN) redatto dal MISE prevede 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<sup>55</sup>.

Tale necessità deriva dagli obiettivi fissati dal PAN (Tabella 7) con la finalità di integrare pienamente nel sistema elettrico la consistente crescita di generazione da fonti rinnovabili che si prevede sarà installata prevalentemente nell'Italia meridionale ed insulare<sup>56</sup>.

Tabella 7 – Target minimi all'anno 2020 del Piano di Azione Nazionale

Fonte energetica	2020	
	GW	TWh
Idroelettrica	17,8	42,0
Geotermica	0,9	6,7
Solare	8,6	11,4
Ondoso	<0,1	<0,1
Eolica	12,7	20,0
Biomasse	3,8	18,8
Totale	43,8	98,9

Confrontando i dati sopra riportati con quelli presenti in Tabella 3 (cfr. cap.2), si evidenzia come la capacità installata da fonte fotovoltaica (attualmente pari a oltre 18 GW) abbia già ampiamente superato i target PAN, in coerenza con gli obiettivi fissati dalla SEN, mentre per la fonte eolica si prevede il raggiungimento del target PAN 2020 già nel medio termine ed il superamento dello stesso nel lungo termine.


Le necessità di sviluppo finalizzate al raggiungimento dei target di medio e lungo periodo si collocano in uno specifico scenario che considera oltre agli obiettivi di generazione da fonti rinnovabili, anche una politica di efficienza energetica supplementare relativa al contenimento dei consumi. Gli scenari di produzione e di previsione del fabbisogno del presente piano (cfr. capitolo 2) tengono conto degli obiettivi minimi definiti nell'orizzonte di lungo termine.

<sup>55</sup> Nel PAN si prevede che il concetto di "raccolta integrale" della producibilità rinnovabile possa essere attuato oltre che con interventi sulla rete di trasmissione, anche con sistemi di accumulo/stoccaggio dell'energia prodotta ed eventualmente non immettibile in rete in modo da sfruttarne tutto il potenziale.

<sup>56</sup> Tale tipologia di impianti è caratterizzata da significativa aleatorietà che non consente una programmazione affidabile delle immissioni e pertanto rende necessaria, su sistemi deboli o porzioni di rete insufficientemente magliate, la disponibilità di servizi di ottimizzazione dei diagrammi di produzione e di riserva per la regolazione di frequenza.

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.

Gli interventi funzionali al miglior utilizzo ed allo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili sono contraddistinti con il simbolo .

### 4.1 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 380 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 – 132 kV.

In Figura 57 si riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete AAT. Tra i maggiori interventi su rete primaria si segnalano:

- Sviluppo interconnessione Sicilia–Continente;
- Sviluppo rete primaria 380-220 kV in Sicilia;
- Elettrodotto 380 kV Altomonte–Laino;
- Elettrodotto 380 kV Deliceto–Bisaccia;
- Elettrodotto 380 kV Montecorvino–Avellino–Benevento II;
- Potenziamento del collegamento 380 kV Foggia–Benevento II;
- Raddoppio della dorsale 380 kV Adriatica;
- Elettrodotto 380 kV Calenzano Colunga e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord.

Le aree di sviluppo sulla rete di trasmissione AT riguardano molte delle regioni italiane e prevedono principalmente nuove stazioni di raccolta e trasformazione 380/150 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.



Figura 57 - Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da FER sulla rete 380 kV

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 (Figura 58) è l'area geografica con il maggior potenziale dal punto di vista dell'installazione di nuova capacità rinnovabile prevalentemente eolica o fotovoltaica, con una capacità installata che si prevede destinata a crescere ulteriormente nei prossimi anni.

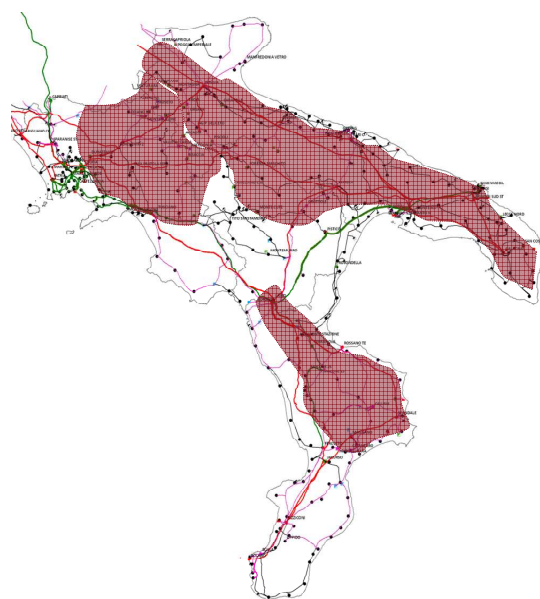


Figura 58 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sud)

Con l'obiettivo di garantire il pieno sfruttamento della generazione da FRNP, in aggiunta alle stazioni di raccolta 380/150 kV indicate in Figura 57 sono stati pianificati sviluppi sulla rete AT:

- lungo le direttrici 150 kV tra le stazioni 380 kV di Benevento e Montecorvino, e tra Foggia, Deliceto e Andria;
- le zone che riguardano il Salento, l'area circostante le stazioni 380 kV di Bari O., Brindisi Sud, Galatina e Matera attraverso interventi di ripotenziamento delle reti esistenti;
- in Calabria, dove si prevede di intervenire sulla rete 150 kV tra le stazioni di Maida e Feroletto, lungo le direttrici 150 kV "Catanzaro-Soverato-Feroletto", "Catanzaro-Scandale" oltre che sulle linee in uscita da Rossano verso la Basilicata e verso Scandale;
- tra la Puglia ed il Molise e sulla direttrice 150 kV adriatica tra Larino (Molise) e Villanova (Abruzzo).

In Sicilia, Figura 59, è previsto il superamento delle limitazioni di trasporto su vaste porzioni della rete AT, in particolare afferenti alle direttrici "Favara – Gela", "Melilli – Caltanissetta", "Ciminna – Caltanissetta" e "Caltanissetta – Sorgente".

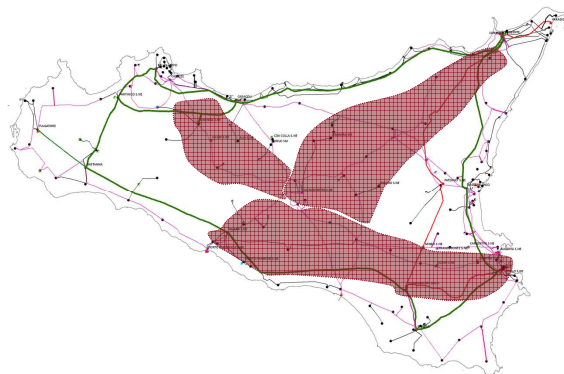


Figura 59 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sicilia)

In Sardegna, Figura 60, si evidenziano gli interventi inerenti il potenziamento della rete AT della Gallura, gli elettrodotti "Cagliari Sud – Rumianca", "S.Teresa – Tempio – Buddusò", "Selargius – Goni", "Taloro – Bono – Buddusò", "Taloro – Goni".

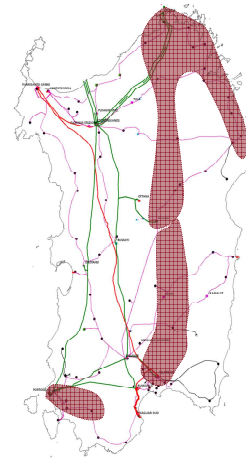


Figura 60 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sardegna)

Nel Centro Italia (Figura 61) sono previsti interventi di rimozione degli attuali vincoli di trasporto lungo la direttrice 132 kV Borgonovo – Bardi – Borgotaro e prevalentemente 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.

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.

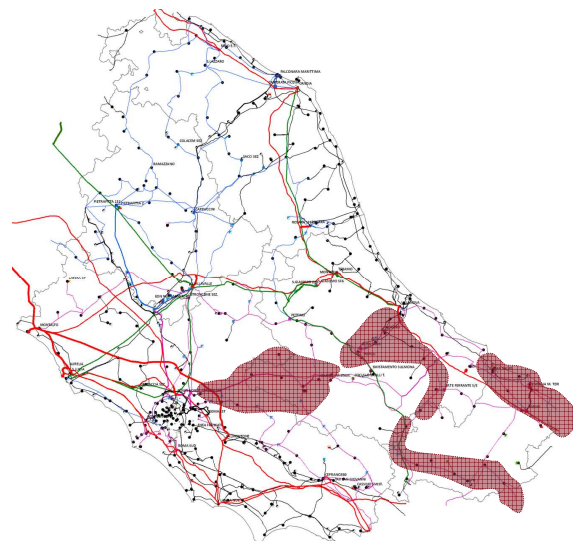


Figura 61 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro)



*Figura 62 - Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro Nord)*

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 ripotenziamento della direttrice "Arco – Riva del Garda – Storo" e il riassetto della rete 220 e 132 kV nell'alto bellunese.

Nel Nord – Ovest sono previsti il ripotenziamento della porzione di rete AT tra Novara e Biella ed il riassetto tra le stazioni 132 kV di Crot e Pianezza (Canavese) che, all'interno di un quadro più globale di rinforzi rete nella regione Piemonte e Valle d'Aosta, permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti.



## 5 Interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2014

Il presente capitolo riporta il dettaglio delle nuove attività di sviluppo della RTN pianificate nel corso del 2013 in risposta alle principali criticità di rete attuali e previste in futuro.

Le nuove azioni di sviluppo consistono in interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni dello stato di consistenza e della capacità di trasporto, che si possono classificare in base alle principali esigenze che li hanno determinati e alle finalità cui gli stessi rispondono:

- interventi volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e i poli di produzione limitata, le congestioni intrazonali ed i vincoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione più efficienti e di quelli da fonti rinnovabili;
- interventi per la qualità, la continuità e la sicurezza del servizio: si tratta anche di interventi di magliatura e riassetto della rete, che consentono di immettere e smistare potenza sulla rete AT di subtrasmissione per lo più in punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo così i rischi di disalimentazioni e migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo, e riducendo le perdite di energia in rete, con significativi benefici ambientali.

La classificazione adottata non descrive in maniera esaustiva le motivazioni e i benefici associati alle diverse attività di sviluppo, poiché, molto spesso, il singolo intervento può rivestire una valenza molteplice e variabile nel tempo in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale.

Il dettaglio dei nuovi interventi è riportato nel successivo paragrafo 5.1.

Tali nuove esigenze di sviluppo si aggiungono agli interventi già pianificati negli anni precedenti che sono invece riportati nel documento "Avanzamento Piani Precedenti".

Infine, nel paragrafo 5.2 sono riportati ulteriori interventi in risposta a esigenze di sviluppo già pianificate.

In base alle esigenze elettriche a cui rispondono e all'orizzonte temporale in cui ricadono, gli interventi di sviluppo possono essere di breve – medio termine e di lungo termine.

Per gli interventi di sviluppo la cui esigenza elettrica ricade nell'orizzonte di medio termine, l'indicazione "data da definire" si riferisce alla necessità di completare le attività propedeutiche all'avvio della

fase realizzativa, essendo la data di entrata in servizio al momento condizionata:

- alle tempistiche per la definizione delle soluzioni tecnico-realizzative e per l'eventuale condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa;
- ai tempi di rilascio delle autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte.

### 5.1 Dettaglio nuovi interventi di sviluppo

#### Elettrodotto 132 kV Castagnole – Valpone

**Cod.114-N**

**anno: da definire**

Al fine di garantire il pieno sfruttamento degli elettrodotti nella porzione di rete a 132 kV a Sud di Torino, in aggiunta agli interventi già previsti nei precedenti Piani di Sviluppo (cfr. intervento "Rete Sud Torino"), è prevista la rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Castagnole - Valpone".

#### Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio

**Cod.214-N**

**anno: da definire**

Al fine di garantire migliori margini di sicurezza ed affidabilità di esercizio, saranno rimosse le attuali limitazioni sulla direttrice 132 kV che collega gli impianti di Stazzona e Verderio, funzionale al trasporto di parte della produzione idroelettrica della Valtellina.

#### Rete 132 kV tra Romagna e Toscana

**Cod.314-N**

**anno: da definire**

La porzione di rete 132 kV che alimenta la provincia di Forlì, oggi servita dalle stazioni di trasformazione 380/132 kV di Forlì O. e S.Martino in XX, non garantisce adeguati standard di sicurezza di esercizio ed affidabilità della rete di trasmissione. Con l'obiettivo di incrementare i margini di esercizio e migliorare la sicurezza locale, sarà pertanto incrementata la magliatura della rete a 132 kV tra S. Martino in XX e le direttrici 132 kV afferenti al nodo di Talamello, prevedendo anche i necessari lavori di adeguamento presso la SE 380/132 kV S. Martino in XX. Peraltro, saranno realizzati interventi di rimozione limitazioni sulla direttrice 132 kV "Faenza – Modigliana – Predappio – I.Ridracoli – Quarto – Talamello".

### Stazione 380 kV a nord di Grosseto

**Cod.414-N**

**anno: da definire**

*Disegno: stazione 380 kV a nord di Grosseto*

Con l'obiettivo di rimuovere i vincoli di esercizio, aumentando la flessibilità operativa degli elettrodotti 380 kV "Montalto – Pian della Speranza", "Montalto – Suvereto" e "Suvereto – Valmontone", costruiti in doppia terna per i tratti compresi tra le stazioni di Montalto e Suvereto, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento a 380 kV a cui raccordare i suddetti elettrodotti.

La realizzazione di tale stazione è prevista possibilmente in prossimità dell'area in cui attualmente si incrociano le linee 380 kV, in modo da realizzare, attraverso i raccordi di entra – esce dei suddetti elettrodotti, dei collegamenti indipendenti verso i nodi di Montalto, Suvereto, Pian della Speranza e Valmontone.

Sui suddetti elettrodotti saranno quindi previsti interventi di rimozione delle limitazioni, mentre presso la stazione si valuterà l'installazione presso la di opportuni apparati di compensazione reattiva al fine di migliorare i profili di tensione sulla rete 380 kV dell'area.

### Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX – Rimini

**Condotti**

**Cod.514-N**

**anno: da definire**

In aggiunta a quanto già previsto nei precedenti piani (cfr. Anello 132 kV Riccione – Rimini), si provvederà alla rimozione degli attuali vincoli di portata sull'esistente elettrodotto 132 kV "S. Martino in XX – Rimini Condotti". Tale intervento contribuirà a migliorare la sicurezza di esercizio della rete AT di Rimini e Riccione.

### Stazione 380 kV Roma Sud

**Cod.614-N**

**anno: 2017**

Presso l'impianto 380 kV di Roma Sud è prevista l'installazione di un banco di reattanze da 285 MVAR al fine di consentire il controllo della tensione della rete e di incrementare i margini di qualità di esercizio nell'area.

### Stazione 380 kV Rumianca

**Cod.814-N**

**anno: 2015**

Presso la stazione 380/220/150 kV di Rumianca è prevista l'installazione di un dispositivo di compensazione reattiva al fine di consentire il controllo della tensione della rete nell'area a sud ovest della Sardegna e di incrementare i margini di qualità di esercizio nell'area.

## **5.2 Ulteriori interventi in risposta a esigenze di sviluppo già pianificate**

Nel presente paragrafo viene data evidenza di alcune esigenze elettriche già rappresentate e approvate in piani precedenti, in risposta alle quali sono state previste apposite soluzioni di intervento. Tali esigenze si riferiscono in particolare alla rimozione dei vincoli di trasporto sulla sezione di rete critica tra la zona di mercato Centro Sud e Centro Nord.

### Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro

Sud – Centro Nord

**Cod.914-N**

**anno: da definire**



Sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni di trasporto su alcune dorsali 220 kV, nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV. A complemento di tali attività, saranno rimosse le limitazioni presenti sulla rete 132 kV tra Abruzzo e Marche, interessata da fenomeni di trasporto della potenza sulla sezione indicata. L'intervento consentirà di ridurre le congestioni che già attualmente non consentono il pieno sfruttamento della produzione più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile localizzata principalmente nell'Italia centro meridionale.

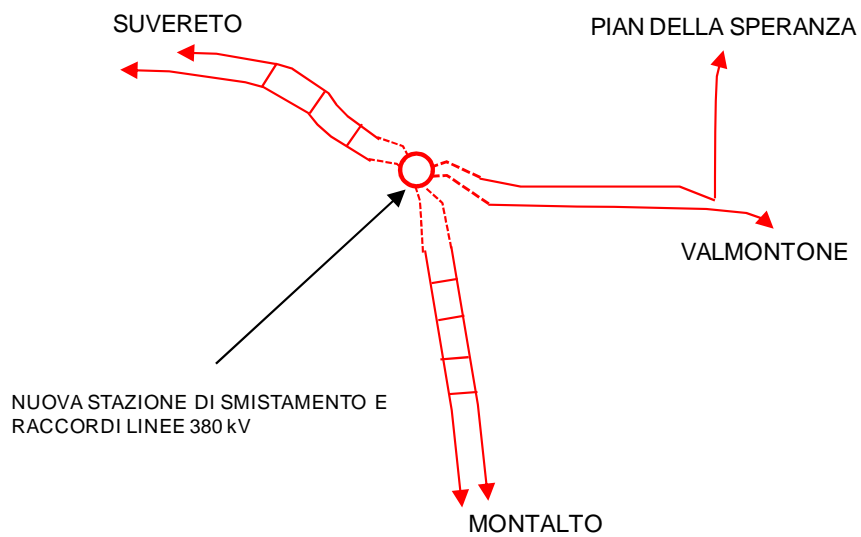
---

**Disegni**

---

**Stazione 380 kV a nord di Grosseto**

Lavori programmati





## 6 Priorità di sviluppo

Il presente capitolo è dedicato all'individuazione delle priorità di intervento per quanto riguarda lo sviluppo della RTN.

La stessa Concessione individua come interventi prioritari quelli "... in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni". Di seguito sono riportate le categorie di appartenenza degli interventi di sviluppo prioritari in base al principale beneficio elettrico ad essi associato:

- A. interventi di sviluppo volti a incrementare la **capacità di interconnessione** sulle frontiere elettriche con l'Estero, che hanno l'obiettivo principale di ridurre i costi di approvvigionamento, incrementando gli scambi di energia elettrica;
- B. interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato e dei poli di produzione limitata**, che contribuiscono a una maggiore competitività sul mercato elettrico, aumentando lo sfruttamento della capacità produttiva più efficiente, compresa quella da fonte rinnovabile;
- C. interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva**, che consentono il pieno sfruttamento della capacità produttiva efficiente da fonti convenzionali e di quella da rinnovabili;
- D. interventi di sviluppo per la **sicurezza e l'affidabilità della rete in aree metropolitane** con elevata concentrazione di utenza;
- E. interventi per la **qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico** al fine di ridurre rischi energia non fornita, migliorare i profili di tensione, ridurre le perdite di trasporto sulla rete.

All'interno delle suddette categorie, Terna valuta e identifica le esigenze prioritarie e le relative soluzioni di sviluppo, con i più elevati benefici specifici come meglio descritto nel paragrafo 6.1.

Inoltre, tenuto anche conto delle esigenze manifestate dal Regolatore in ordine ad una sempre maggiore selettività degli investimenti sulla RTN a beneficio degli utenti del sistema elettrico, a partire dalla presente edizione del PdS, Terna ha selezionato alcuni interventi da porre in valutazione

alla luce del presente contesto di riferimento, come dettagliato al successivo par.6.2.

### 6.1 Interventi di sviluppo prioritari

L'individuazione delle migliori soluzioni di sviluppo non può prescindere dal confronto tra i benefici e i costi associati ai diversi interventi (indice di profittabilità, IP) che deve risultare, in ogni caso, positivamente verificato e massimizzato. Fermo restando quanto sopra, la scelta delle priorità di sviluppo non può basarsi esclusivamente sul valore degli indici di sostenibilità. Infatti, alcuni interventi particolarmente strategici richiedono investimenti maggiori a fronte di benefici netti molto più elevati per il sistema nel medio e lungo termine, rispetto ad altri interventi con un IP maggiore.

Per una migliore programmazione degli interventi prioritari, Terna tiene conto dell'eventuale interdipendenza con altri interventi facenti parte della stessa categoria o che più in generale concorrono al soddisfacimento della medesima esigenza nonché dello stato della concertazione preventiva con le Amministrazioni e gli Enti Locali interessati dalle nuove infrastrutture di rete.

Non si può infine escludere che alcune priorità di intervento possano essere soggette a revisione o sostanziale modifica in relazione a variazioni di scenario ad oggi non prevedibili o alla verifica delle condizioni di reale fattibilità (cfr. paragrafo 6.2).

Di seguito sono elencati gli interventi di sviluppo ad oggi ritenuti prioritari per il sistema elettrico, riportati secondo la loro categoria di appartenenza e con l'indicazione del principale beneficio elettrico ad essi associato. Si segnala che buona parte delle infrastrutture di seguito riportate sono ricomprese nell'elenco delle opere di cui alla Deliberazione 31 gennaio 2013 40/2013/R/eel "Individuazione degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e delle relative date obiettivo e milestone".

#### Interconnessioni con l'estero

- Nuovo collegamento **HVDC Grand'ille – Piosasco** per l'incremento della capacità di trasporto sulla frontiera Nord con la Francia;
- Nuovo collegamento **HVDC Italia – Montenegro** per gli scambi di energia con l'area Balcanica.

## Riduzione Congestioni tra zone di mercato e vincoli poli limitati

- Elettrodotto **380 kV** “**Calenzano – Colunga**” per l’ incremento dei limiti di scambio sulla sezione Nord – Centro Nord;
- Elettrodotti a **380 kV** “**Foggia – Benevento**”, “**Foggia – Villanova**” e “**Deliceto – Bisaccia**” per l’incremento dei limiti di scambio in direzione Sud – Centro Sud, la rimozione di vincoli per la produzione dei poli di Foggia e Brindisi, e per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al Sud;
- Elettrodotto **380 kV** “**Montecorvino – Avellino – Benevento**” per l’incremento dei limiti di scambio sulla sezione Sud - Centro Sud e per ridurre i vincoli del polo di produzione di Rossano, oltre che per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;
- “**Riassetto rete Nord Calabria**” che contribuisce insieme alla Trasversale Calabria (elettrodotto 380 kV Feroletto-Maida), completata nel dicembre 2013, alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria;
- Elettrodotto **380 kV** “**Sorgente-Rizziconi**” per l’incremento dei limiti di scambio tra Sicilia e Continente, oltre che per migliorare la sicurezza della rete e lo sfruttamento delle fonti rinnovabili in Sicilia;
- Elettrodotto **380 kV** “**Paternò – Pantano - Priolo**” funzionale alla rimozione di vincoli per la produzione del polo di Priolo;

## Riduzione congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva

- Elettrodotto **380 kV** “**Trino – Lacchiarella**”, funzionale a ridurre le congestioni sulla sezione tra l’area Nord-Ovest e Nord-Est del Paese, che condizionano l’utilizzo delle locali risorse di generazione e l’evoluzione prevista degli scambi con la Francia;
- Elettrodotto **380 kV** tra **Milano e Brescia** funzionale a ridurre le congestioni sulla sezione tra l’area Nord-Ovest e Nord-Est del Paese;
- Elettrodotto **380 kV** “**Udine – Redipuglia**” per la riduzione dei vincoli sulla sezione di rete a valle del nodo di Redipuglia, che attualmente limita gli scambi con la

frontiera slovena e condiziona l’utilizzo delle risorse di produzione locale;

- Razionalizzazione rete 380 kV fra Venezia e Padova (elettrodotto **380 kV** “**Dolo – Camin**” e riassetto area Fusina) per una gestione più efficiente della produzione locale e per la rimozione dei vincoli che riducono i margini di sicurezza della rete veneta<sup>57</sup>;
- Razionalizzazione **rete media Valle del Piave** al fine di ridurre le congestioni e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- Elettrodotto **380 kV** “**Chiaramonte Gulfi – Ciminna**” per una maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra questa e il Continente, anche al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- Rinforzi di rete AT Sardegna (Elettrodotti **150 kV SE S.Teresa – Buddusò e Cagliari Sud – Rumianca**) al fine di ridurre le congestioni ed incrementare la sicurezza e la qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica.

Agli interventi di cui ai punti precedenti si aggiungono ulteriori azioni localizzate relative a stazioni 380/150 kV di raccolta e rinforzi delle reti AT per ridurre le congestioni che rischiano di limitare la produzione da fonti rinnovabili al Sud e nelle Isole maggiori.

## Aree metropolitane

- Razionalizzazione **reti AAT e AT Torino, Milano, Napoli e Palermo**, per riduzione delle congestioni che condizionano la sicurezza ed affidabilità di esercizio delle reti primarie che alimentano aree ad alta concentrazione di utenza.

<sup>57</sup> Il Consiglio di Stato (Sezione Sesta) con sentenza n. 03205/2013.REG.PROV.COLL. con prot. DGPBAAC/34.19.04/7126 del 20 ottobre 2009, ha annullato il provvedimento di compatibilità ambientale n. DVA-DEC-2010-0000003 del 2 febbraio 2010 ed il successivo decreto di autorizzazione alla costruzione ed esercizio n. 239/EL-105/143/2011 del 07 aprile 2011. Terna, inoltre, ha presentato al Consiglio di Stato in data 15/07/2013 la richiesta di giudizio di ottemperanza per la corretta esecuzione della richiamata sentenza. Sulla base di quanto stabilito dalla sentenza e dal chiarimento del 20 dicembre 2013 da parte del Consiglio di Stato in merito alla verifica di ottemperanza, TERNA sta approntando la documentazione necessaria al riavvio integrale del procedimento autorizzativo. Sono attualmente in corso le attività per la messa in sicurezza e la conservazione delle opere già realizzate a seguito della chiusura dei cantieri dovuta alla sentenza di annullamento del decreto autorizzativo sopra citata.

## Qualità e Sicurezza

- Elettrodotto **132 kV “Elba-Continente”** e **Interconnessione 150 kV delle Isole Campane**, funzionali a garantire adeguati livelli di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio locale;
- **Riassetto della rete a 150 kV nella Penisola Sorrentina**, per la qualità e continuità del servizio di alimentazione della locale rete AT, caratterizzata da elevata densità di carico.

Ai suddetti interventi si aggiungono numerosi altri interventi minori, qui non richiamati per ragioni di sintesi, riguardanti principalmente l'adeguamento di porzioni di rete di subtrasmissione per esigenze di sicurezza locale, l'installazione di apparati per la regolazione delle tensioni, la realizzazione di nuove

stazioni di raccolta della produzione rinnovabile, comunque importanti e la cui realizzazione è prevista nel breve-medio periodo.

Gli interventi prioritari per lo sviluppo della rete primaria a 380 kV, in corso di realizzazione o di autorizzazione, sono sinteticamente illustrati in Figura 63.

Per gli stessi interventi, è riportato un prospetto di riepilogo relativamente a quelli già autorizzati (Tabella 8) e a quelli ancora da autorizzare (Tabella 9) con indicazione dell'anno in cui l'intervento è stato inserito nel Piano per la prima volta, informazioni sull'iter autorizzativo e sulla stima di completamento dell'opera in riferimento al conseguimento del beneficio elettrico prevalente per le opere in corso di realizzazione.

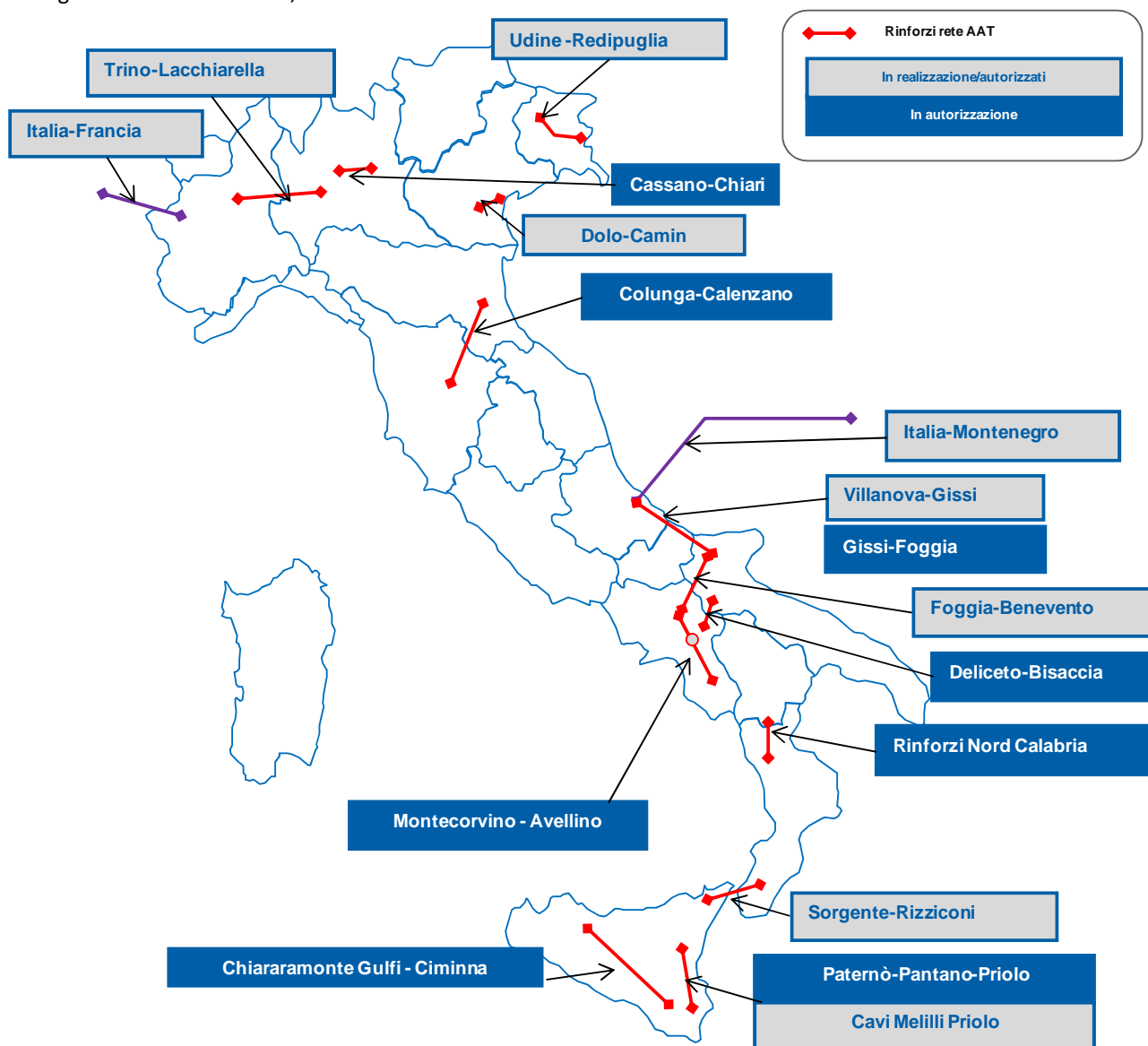


Figura 63 - Principali Interventi di Sviluppo

Tabella 8 - Tempistiche interventi prioritari autorizzati

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2014	Previsione completamento Opera principale <sup>58</sup>
Interconnessione estero	HVDC Italia-Montenegro	2007	2007/2009	2009	NA	2010	2011	2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>- aggiudicati contratti principali per forniture e posa in opera dei cavi marini e lotto di realizzazione delle due stazioni di conversione;</li> <li>- acquisiti i terreni per la realizzazione della SE di Cepagatti;</li> <li>- aperti i cantieri;</li> <li>- acquisiti i terreni relativi alla SE di Kotor;</li> <li>- avviata l'attività di qualifica dei cavi;</li> <li>- difficoltà autorizzazioni in acque interne croate.</li> </ul>	2017/2019
	HVDC Grand'Ile – Piosasco	2004	2004/2008							

<sup>58</sup> Date obiettivo da delibera AEEG n.40/2013.



Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2014	Previsione completamento Opera principale <sup>58</sup>
		2008	2008/2009	2009	NA	2010	2010	2011	- completate le nuove sezioni 380/220/132 kV in GIS della stazione di Piossasco; - in corso attività propedeutiche di preparazione del sito HVDC di Piossasco; - avviata la gara per la fornitura in opera dei cavi ed è in corso la relativa qualifica; - definito l'accordo con con partner privato Transenergia srl per regolare le rispettive obbligazioni tecniche ed economiche.	2019
Riduzione congestioni tra zone di mercato e riduzioni poli limitati	Elettrodotto 380 kV "Villanova - Gissi"	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013 <sup>59</sup>	In corso progettazione esecutiva: - eseguito rilievo laser su intera tratta; in corso affidamento incarichi per le indagini geotecniche e gli asservimenti.	2015
	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	2003	2003/2006	2006	2009	2010	Campania: 2010 Puglia: 2011	2011	In corso esecuzione fondazioni e montaggio sostegni	2014 <sup>60</sup>

<sup>59</sup> L'opera è stata autorizzata in data 15 gennaio 2013 con decreto di autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico EL-195 e in data 4 marzo l'autorizzazione è stata volturata a Terna.

<sup>60</sup> In assetto provvisorio.

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2014	Previsione completamento Opera principale <sup>58</sup>
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratti aerei, S/E Sorgente, S/E Scilla e S/E Villafranca	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	Messa in servizio SE 380/220/150 kVdi Sorgente; Completata SE di Scilla	2015
	in corso sistemazione sito S/E Villafranca; avviata la costruzione del fabbricato GIS									
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratto in cavo marino "Scilla - Villafranca"				NA	2008	Sicilia: 2008 Calabria: 2009	2009	Concluse le attività di posa della prima e seconda terna di cavi	

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2014	Previsione completamento Opera principale <sup>58</sup>
	<b>Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" - cavo 380 KV "Priolo G.- Melilli" e opere connesse<sup>61</sup></b>	2006	2007/2008	2009	NA	2009	2010	2011	<p>Stazione Priolo: aperto il cantiere opere civili nuovo impianto GIS 380kV. Cavi 380kV Priolo-Melilli: progettazione esecutiva in corso; materiali in corso di approvvigionamento.</p> <p>Stazione Melilli: completate le opere civili della nuova sezione 380kV, avviati i montaggi elettromeccanici.</p>	2015
<b>Congestioni interzonal</b>	<b>Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova: elettrodotto 380 kV "Fusina - Dolo - Camin"</b>	2004	2004/2007	2007	2010	2010	2008	2011	<p>Il Consiglio di Stato (Sezione Sesta) con sentenza n. 03205/2013.REG.PROV.COLL. con prot. DGPBAAC/34.19.04/7126 del 20 ottobre 2009, ha annullato il provvedimento di compatibilità ambientale n. DVA-DEC-2010-0000003 del 2 febbraio 2010 ed il successivo decreto di autorizzazione alla costruzione ed esercizio n. 239/EL-105/143/2011 del 07 aprile 2011.</p> <p>Terna, inoltre, ha presentato al Consiglio di Stato in data 15/07/2013 la richiesta di giudizio di ottemperanza per la corretta esecuzione della richiamata sentenza. Sulla base di quanto stabilito dalla sentenza e dal chiarimento del 20 dicembre</p>	da definire

<sup>61</sup> Nel PdS 2006 nell'intervento "Paternò – Pantano – Priolo" e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa è stato inserito il collegamento Priolo-Melilli.

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2014	Previsione completamento Opera principale <sup>58</sup>
									2013 da parte del Consiglio di Stato in merito alla verifica di ottemperanza, TERNA sta approntando la documentazione necessaria al riavvio integrale del procedimento autorizzativo. Sono attualmente in corso le attività per la messa in sicurezza e la conservazione delle opere già realizzate a seguito della chiusura dei cantieri dovuta alla sentenza di annullamento del decreto autorizzativo sopra citata.	
	<b>Elettrodotto 380 kV "Udine O. - Redipuglia"</b>	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	E' in corso la progettazione esecutiva dell'elettrodotto 380 kV. Aperto il cantiere della SE di Udine Sud.	2016
	<b>Elettrodotto 380 kV "Trino - Lacchiarella"</b>	2002	2002/2008	2008	2010	2010	2010	2010	Conclusione di tutte le attività, inclusa la tesatura; in corso gli adeguamenti degli stalli presso le stazioni elettriche di Trino e Lacchiarella e le prove.	2014

Tabella 9 -Tempistiche interventi prioritari in iter autorizzativo

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione
<b>Riduzione congestioni tra zone di mercato e riduzione poli limitati</b>	Elettrodotto 380 kV "Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga"	2005	2005/2009	2009	In esame VIA		
	Elettrodotto 380 kV "Gissi - Larino - Foggia"	2007	2007/2011	2012	In esame VIA		
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino - Benevento"	2004	2004/2010 <sup>62</sup>	2010 <sup>62</sup>	In esame VIA		2013
	Riassetto rete nord Calabria: Elettrodotto 380 kV "Laino - Altomonte"	2007	2007/2008	2010	In esame VIA (competenza passata dalla Regione allo Stato)		
	SE 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di FER nell'area tra Foggia e Benevento: elettrodotto 380 kV "Deliceto – Bisaccia"	2007	2007/2010	2012	In esame VIA		
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" e opere connesse	2005	2005/2009	2010	2013	Da convocare	2012
<b>Congestioni interzonali</b>	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	2010	2010/2012	2013			
	Elettrodotto 380 kV "Chiamonte Gulfi - Ciminna"	2004	2004/2010	2011	In esame VIA		

<sup>62</sup> Le date sono riferite alla tratta Montecorvino - Avellino Nord.

In aggiunta ai suddetti interventi prioritari, si richiamano ulteriori interventi per i quali sono ancora in corso di definizione le soluzioni progettuali e territoriali finalizzate all'avvio dell'iter autorizzativo o che rispondono a esigenze elettriche di più lungo periodo.

Tra questi si segnalano in particolare:

- le ulteriori nuove opere di interconnessione e rimozione dei vincoli sulla rete interna a 380 kV per favorire gli scambi con l'estero alla frontiera Nord con Austria e Slovenia;
- le nuove stazioni 380/132 kV nell'area di Treviso ed opere correlate, per garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio sulla rete veneta;
- gli interventi di rimozione dei vincoli di trasporto sul sistema primario dell'Italia centrale per la riduzione delle congestioni sulla sezione Centro Sud - Centro Nord;
- i rinforzi della primaria in Sicilia (tra cui in particolare l'elettrodotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 - Villafranca" e l'elettrodotto 220 kV "Partinico - Fulgatore"), al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili;

## 6.2 Opere di Sviluppo in valutazione

Nel presente paragrafo sono elencate le principali opere di sviluppo già previste/approvate in piani precedenti, che Terna ha ritenuto di porre in valutazione.

In particolare, la selezione delle opere in valutazione è stata effettuata sulla base dei seguenti elementi:

- **Variazione degli scenari:** mutamento delle previsioni di generazione, domanda e scambi con l'estero nell'orizzonte di Piano, che comporta la necessità di riesaminare le criticità/esigenze di sviluppo precedentemente individuate;
- **Incertezza delle condizioni al contorno:** alto grado di incertezza delle principali variabili prese a riferimento al momento della pianificazione dell'opera (modifica esigenze connessione, dismissione centrali esistenti, modifica condizioni contrattuali di dispacciamento unità produttive, chiusura utenze industriali, ecc.);
- **Nuove soluzioni tecnologiche:** opportunità offerte dallo sviluppo delle tecnologie, che in alcuni casi consentono di potenziare la rete esistente, massimizzandone l'efficienza.

Per le opere in valutazione non si prevede al momento l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno che consenta di superare le attuali incertezze riprogrammando le opere in argomento nei prossimi Piani di Sviluppo.

Nella Tabella 10 è riportato l'elenco delle principali opere in valutazione; per il dettaglio si rimanda all'Allegato 3 "Valutazioni Tecnico - Economiche" e al documento "Stato di avanzamento dei Piani precedenti".

Alla luce di quanto sopra si evidenzia che il capitolo 7 dei Risultati attesi è stato aggiornato di conseguenza.

Tabella 10 - Principali interventi di sviluppo in valutazione

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Piemonte	Elettrodotto 380 kV Casanova - Asti - Vignole	Riclassamento a 380 kV dell'attuale elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole", al quale sarà connessa in entra-esce una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area di Asti.
Lombardia	Razionalizzazione Media Valtellina (Fase B)	Realizzazione dei seguenti impianti a livello 380 kV: -nuove stazioni di trasformazione 380 kV di Grosio/Grosotto, Venina e Tirano; -raccordi a 380 kV tra SE di Tirano e d.t. "S. Fiorano – Robbia"; -raccordi a 380 kV tra SE di Grosio/Grosotto e una delle linee della d.t. "S. Fiorano – Robbia"; -nuova direttrice a 380 kV "Tirano – Venina – Verderio". Una volta realizzati i sopra descritti interventi sul livello 380 kV, verranno eseguite le attività raggruppate secondo 5 insiemi indipendenti l'uno dall'altro (cfr dettagli in piano).
Lombardia/Emilia Romagna	Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza	Realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV tra la rete AAT della provincia di Pavia e la rete a 380 kV afferente il nodo di La Casella (PC).
Lombardia/Emilia Romagna	Elettrodotto a 380 kV tra Mantova e Modena	Realizzazione di un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Realizzazione di un collegamento a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo – Cordignano" e "Venezia Nord – Salgareda".
Marche/Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	E' programmata la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV tra la stazione di Fano e la stazione di Teramo, al quale verrà raccordata in entra – esce una futura stazione 380/132 kV in provincia di Macerata
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna	Realizzazione di due nuovi collegamenti a 380 kV tra le stazioni elettriche di Partanna e di Ciminna e opere correlate
Sardegna/Toscana	Sviluppo interconnessione "Sardegna – Corsica – Italia" (SA.CO.I ) 3	- il potenziamento, dei cavi (Sardegna-Corsica e Toscana-Corsica), in gran parte sottomarini, esistenti; - la ricostruzione, e il potenziamento delle esistenti stazioni di conversione di Codrongianos e Suvereto.
Campania/Basilicata	Elettrodotto 380 kV "Aliano – Tito – Montecorvino	Le attività prevedono la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Potenza, da raccordare opportunamente ad un nuovo collegamento a 380 kV tra la stazione di Aliano e la stazione di Montecorvino.





## 7 Risultati attesi

Nel presente capitolo sono riportati i risultati attesi degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione previsti dal Piano di Sviluppo 2014 e dai Piani precedenti, in termini di:

- incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero
- riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati
- riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili
- miglioramento atteso dei valori delle tensioni
- riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>
- incremento della consistenza della RTN.

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<sup>63</sup>.

### 7.1 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 importazione dai Balcani per circa 1.000 MW e dalla frontiera settentrionale per circa 3.000 MW<sup>64</sup>. Tali incrementi sono correlati in particolare alla realizzazione degli sviluppi di rete:

- collegamento con il Montenegro (nuovo HVDC in cavo sottomarino "Villanova – Lastva");
- sulla frontiera francese (nuovo collegamento HVDC "Piosasco – Grand'Île");

- sulla frontiera austriaca (nuova interconnessione con la rete a 380 kV in Veneto);

- sulla frontiera slovena (nuovo elettrodotto 380 kV "Udine - Okroglo").

In aggiunta a quanto sopra 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 in import disponibile per l'Italia sulla frontiera Nord e con il Nord Africa per ulteriori circa 2.500 MW complessivi.

### 7.2 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati

Le analisi di rete effettuate, al fine di definire i rinforzi di rete necessari a rimuovere possibili limitazioni di produzione e a ridurre le potenziali congestioni create con la connessione dei nuovi impianti, hanno consentito di individuare e programmare interventi di sviluppo della RTN particolarmente significativi dal punto di vista della sicurezza di copertura del fabbisogno (cfr. par. 3.1):

- la nuova direttrice Trino-Lacchiarella e la rimozione limitazioni sulla rete 380 kV in area Nord-Ovest consentiranno di ridurre le congestioni intrazonali dell'area Nord ed allo stesso tempo di favorire il trasporto in sicurezza Ovest-Est;
- il riclassamento a 380 kV della Calenzano-Colunga consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord-Centro Nord e di favorire la produzione in sicurezza degli impianti presenti sulla direttrice Flero-Ravenna;
- la rimozione limitazioni su asset esistenti consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Centro Sud-Centro Nord;
- il raddoppio della dorsale adriatica e il potenziamento dell'elettrodotto "Foggia – Benevento" permetteranno un incremento della capacità di scambio sulla sezione Sud-Centro Sud riducendo al contempo le congestioni di rete e le limitazioni del polo di Foggia e Brindisi, le cui produzioni attualmente sono possibili solamente in regime di teledistacco, consentendo produzione di energia da fonte energetica più efficiente. Inoltre l'installazione di PST per il controllo dei flussi sugli elettrodotti "Foggia-Benevento" e "Matera – Bisaccia - S. Sofia" e la realizzazione

<sup>63</sup> Rispetto ai risultati attesi del PdS 2013 in questo piano i risultati attesi sono al netto degli interventi posti in valutazione.

<sup>64</sup> Tali valori sono il risultato di studi su rete previsionale e potrebbero pertanto essere soggetti a variazioni anche significative al variare degli scenari di produzione e di domanda.

dell'elettrodotto "Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II" permetteranno di incrementare ulteriormente il limite di scambio sulla sezione Sud-Centro Sud;

- 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.
- le limitazioni sulla sezione Sicilia-Continente saranno ridotte dalla realizzazione del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi e dei rinforzi di rete primaria in Sicilia che favoriranno la produzione in sicurezza di alcuni poli di produzione e la risoluzione di congestioni di rete intrazonali.

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente piano consentiranno pertanto un significativo incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato e poli limitati, permettendo così di migliorare l'affidabilità della rete e di ridurre la frequenza di separazione del mercato.

Nella Tabella 11 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale. Tali valori sono stati calcolati sulla base di ipotesi di scenari previsionali tipici della Rete di Trasmissione Nazionale, del parco produttivo e del fabbisogno previste nel periodo orizzonte e pertanto sono affetti da incertezza tanto più grande quanto più gli interventi considerati sono lontani nel tempo.

Tabella 11 – Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato (MW)

Sezione interzonale	Infrastruttura chiave	2013	Con sviluppo
Nord → Centro Nord	Calenzano-Colunga	3.700	+400
Centro Nord → Nord	Calenzano-Colunga	1200	+400
Centro Nord → Centro Sud	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	1.300 <sup>65</sup>	+600

<sup>65</sup> Valore inferiore del profilo di attivazione del vincolo di scambio CN-CS.

Sezione interzonale	Infrastruttura chiave	2013	Con sviluppo
Centro Sud → Centro Nord	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	2.500	+600
Sud → Centro Sud	Foggia-Benevento	4.250 <sup>66</sup>	+1.450 <sup>67</sup>
	Foggia-Villanova		
	Deliceto-Bisaccia		
Sud → Sicilia	Montecorvino-Avellino-Benevento	250 <sup>68</sup>	+900
	Sorgente-Rizziconi		
Sud → Sicilia	Sorgente-Rizziconi	100	+1.000
Foggia → Sud	Foggia-Benevento	2150 <sup>69</sup>	+750 <sup>70</sup>
	Foggia-Villanova		
	Deliceto-Bisaccia		
Brindisi → Sud	Foggia-Benevento	5200 <sup>71</sup>	Ris. polo <sup>72</sup>
	Foggia-Villanova		
	Deliceto-Bisaccia		
Rossano → Sud	Trasversale calabra <sup>73</sup>	2250 <sup>74</sup>	+900
	Riassetto rete nord Calabria		
	Montecorvino-Avellino-Benevento		
Priolo → Sicilia	Paternò Priolo	815	Ris. polo

<sup>66</sup> Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e delle relative risorse completamente disponibili.

<sup>67</sup> Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 380 kV, anche l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza sulle linee 380 kV Foggia-Benevento, Deliceto-Bisaccia, Matera-Bisaccia; il contributo stimato all'incremento del limite di scambio relativo alla realizzazione della Foggia Benevento è di circa 250 MW la cui entrata in servizio è prevista nel 2014.

<sup>68</sup> Tale limite vale 600 MW con un gruppo da 370 MVA in servizio a S. Filippo del Mela asservito al dispositivo EDA.

<sup>69</sup> Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e delle relative risorse completamente disponibili.

<sup>70</sup> Il contributo stimato all'incremento del limite di scambio relativo alla realizzazione dell'unico intervento attualmente autorizzato ossia Foggia Benevento è di circa 200 MW.

<sup>71</sup> Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e delle relative risorse completamente disponibili.

<sup>72</sup> Il contributo stimato all'incremento del limite di scambio relativo alla realizzazione della Foggia Benevento è di circa 200 MW la cui entrata in servizio è prevista nel 2014.

<sup>73</sup> Il contributo stimato all'incremento del limite di scambio relativo alla realizzazione della Trasversale Calabria, entrata in servizio a dicembre 2013, è di 200 MW.

<sup>74</sup> Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Polo di Rossano e delle relative risorse completamente disponibili.

L'attuazione del Piano di Sviluppo renderà quindi possibile un maggiore

utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale.

Nella Figura 64 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2018 ed al 2023 in termini di affidabilità ed adeguatezza in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

Analizzando il grafico si può osservare che l'affidabilità del sistema elettrico sarebbe garantita sia nel medio che nel lungo periodo, a fronte del previsto trend di crescita del fabbisogno.

In particolare, si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti mostrando come gli interventi di sviluppo della rete consentano una efficace utilizzazione del parco di generazione, limitando sia la probabilità che l'entità di eventuali disalimentazioni del carico; anche la durata delle stesse risulta molto ridotta.

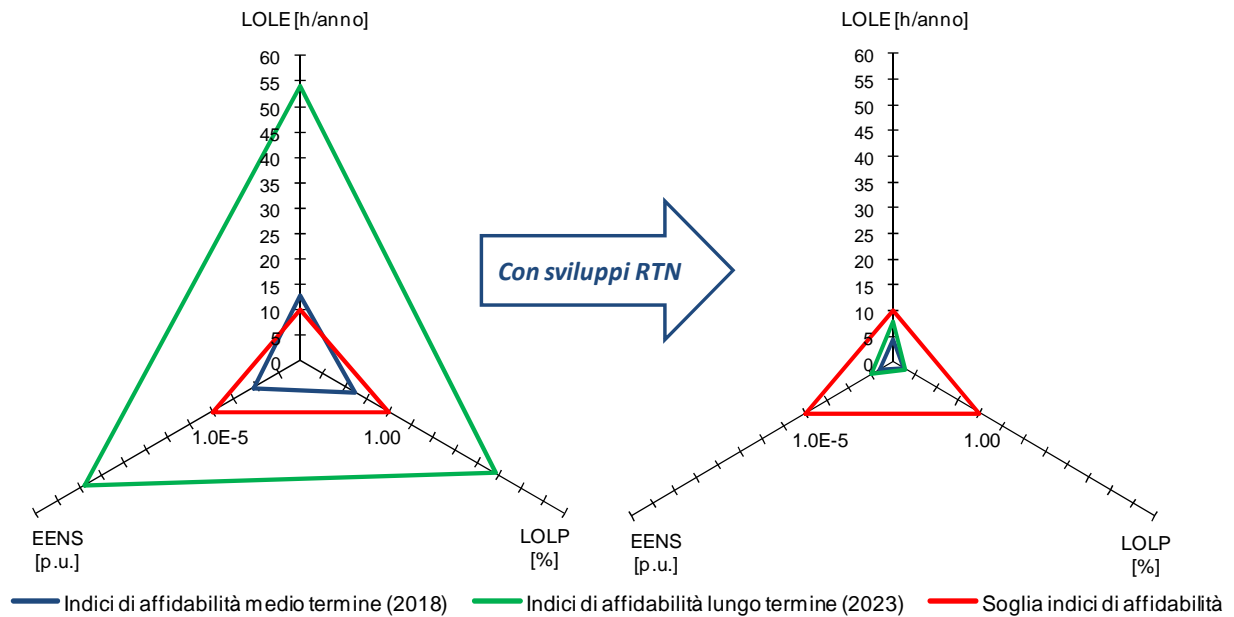


Figura 64 - Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

### 7.3 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili

La generazione da fonti rinnovabili in Italia si è sviluppata in modo considerevole nel corso degli ultimi anni. In particolare la fonte eolica, che già ora costituisce una cospicua parte del parco rinnovabile, è ancora in crescita nelle regioni del Mezzogiorno. Nel corso dell'ultimo anno si è inoltre confermato l'aumento della capacità produttiva da impianti fotovoltaici anche se con un trend più contenuto rispetto a quello degli ultimi due anni, con un incremento di circa 2 GW nel 2013.

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 380 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 380/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno.

Per quanto sopra esposto, l'eccedenza di produzione da fonti rinnovabili che si inserisce sulla rete AT, viene in gran parte veicolata sul sistema AAT, accentuando 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 Tabella 12 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

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.

Tabella 12 – Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Categoria	Interventi	Capacità liberata da FER (MW)
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 380 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	550
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700
	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia Benevento II"	500
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino N – Benevento II"	650
	Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	350
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	1.000
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.150
Interventi di potenziamenti o e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	1.100

Per quanto sopra detto, 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 nel Mezzogiorno 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:
  - o 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;
  - o del minimo tecnico degli impianti dispacciabili in condizioni di basso carico.

## 7.4 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni

La disponibilità di nuova potenza capacitiva sulla RTN consente di compensare con un sufficiente margine di riserva l'aumento del fabbisogno futuro in potenza reattiva di tipo induttivo associato al carico (in particolare durante l'estate, per il diffuso utilizzo di impianti di condizionamento dell'aria) e di stabilizzare i profili di tensione, migliorando l'efficienza e la sicurezza di esercizio della RTN.

D'altra parte, la disponibilità di potenza reattiva di tipo induttivo è necessaria soprattutto durante le ore notturne e in generale nelle situazioni di basso carico per compensare il fenomeno dell'innalzamento delle tensioni dovuto alla potenza reattiva di tipo capacitivo generata dagli elettrodotti particolarmente scarichi.

Le analisi condotte sulla rete previsionale nel breve – medio termine danno indicazioni sulle esigenze di reattivo necessarie per far fronte alle esigenze suddette comportando un profilo di tensione rispettante i limiti individuati dal Codice di Rete<sup>75</sup> nonché una minore fluttuazione dello stesso.

## 7.5 Riduzione delle perdite di trasmissione

Uno degli obiettivi della gestione del sistema elettrico nazionale è quello del recupero di efficienza. Le implicazioni che ne derivano non sono solo riconducibili al concetto di qualità tecnica ma, soprattutto in vista di uno scenario liberalizzato che preveda incentivi e premi per il suo raggiungimento, anche a quello di efficienza economica.

I benefici del recupero di energia sono infatti associati a molteplici vantaggi:

- portano a una migliore e più sicura gestione del sistema elettrico nazionale, in primis per il comparto della trasmissione ma anche, come "effetto cascata", per la distribuzione e la fornitura;
- migliorano l'efficienza economica degli impianti e assicurano un minore impatto ambientale del settore energetico.

In relazione a tali aspetti, risulta determinante lo sviluppo della RTN che, oltre a rispondere alle finalità di miglioramento di sicurezza e continuità del servizio, consente anche di ridurre le perdite di energia sul sistema di trasmissione.

Tenuto conto anche della revisione del perimetro dei principali interventi il cui sviluppo è previsto nell'orizzonte di piano, si stima che la realizzazione degli stessi comporterà una diminuzione delle

<sup>75</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

perdite sulla RTN leggermente inferiore a quanto precedentemente stimato. In particolare si valuta che il valore di riduzione delle perdite possa raggiungere circa 180 MW alla punta di carico, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.100 GWh/anno.

## 7.6 Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>

Le politiche messe in atto dalla Comunità Europea sono tese prevalentemente a migliorare l'efficienza 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> legate alla produzione da fonte termoelettrica. L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.100 GWh/anno (cfr. par.7.5). 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<sub>2</sub> dovuta alla riduzione delle perdite di rete, oscillante tra 400.000 e 500.000[tCO<sub>2</sub>/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<sub>2</sub> fino a circa 5.500.000 [tCO<sub>2</sub>/anno].

Come descritto nel par.7.3, 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 su cui si inserisce direttamente la produzione e rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP. Il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte rinnovabile per circa 6.000 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica<sup>76</sup> corrispondono a un'energia di circa 13.800 GWh.

Considerando che successivamente tale energia sostituirebbe quella generata dal solo mix produttivo termoelettrico, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO<sub>2</sub> pari a circa 7.800 [ktCO<sub>2</sub>/anno].

La quantità di CO<sub>2</sub> evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è pari a poco più di 5,9 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 13,5 milioni di tonnellate all'anno

<sup>76</sup> Sono state ipotizzate 1.900 ore equivalenti da fonte eolica e 1200 da fonte fotovoltaica (fonte dati GSE), supponendo la sovrapposizione delle due fonti per le sole 8 ore diurne pesandone la contemporaneità in base ai rispettivi valori di installato previsti nel medio lungo termine.

considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

### 7.7 Scambi energetici nel medio periodo

Attraverso uno studio di mercato del sistema elettrico italiano sono stati individuati i flussi di energia attesi nel medio periodo (Figura 65) scambiati sul Mercato del Giorno Prima (MGP).

L'analisi è stata condotta con un programma di simulazione del mercato elettrico 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 con schema radiale (modello MGP). 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.

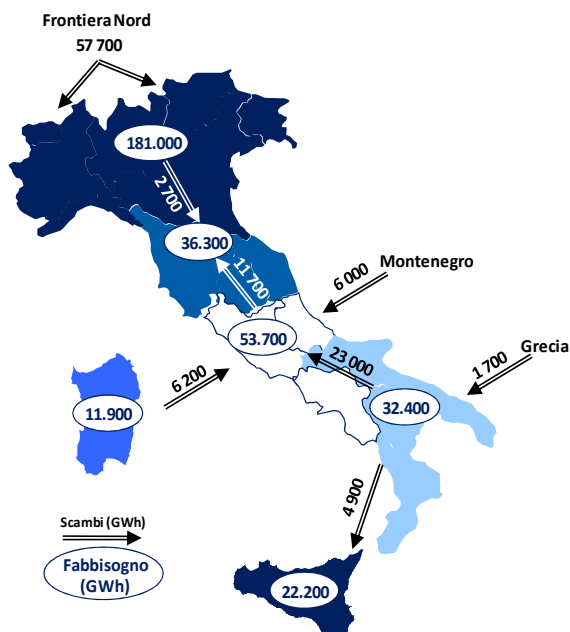


Figura 65 - Flussi di energia attesi su MGP nel medio periodo<sup>77</sup>

L'analisi ha consentito anche di determinare l'effetto delle limitazioni di rete allo sfruttamento ottimale delle risorse di generazione permettendo di quantificare i vantaggi che derivano dallo sviluppo della rete di trasmissione.

Complessivamente gli scambi di energia mostrano due flussi predominanti che sono diretti dalla frontiera Nord verso il Centro Nord e dal Sud verso il Centro Sud e Centro Nord, a cui si somma il

contributo dei collegamenti con l'area balcanica, verso le zone centrali del sistema italiano e della Grecia sul Sud.

Di seguito le principali evidenze della simulazione effettuata:

- significativo incremento di energia importata, rispetto ai volumi attuali, sulle frontiere settentrionali oltre che sulla nuova frontiera elettrica con il Montenegro;
- gli scambi sulla sezione Centro Sud – Centro Nord in direzione nord sono stimati in crescita, per effetto dei flussi complessivamente maggiori in ingresso nella zona Centro Sud;
- 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 FRNP. 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 anche in relazione allo sviluppo della generazione da fonti rinnovabile al Sud;
- gli scambi tra la Sicilia e la zona Sud, per effetto dell'entrata in esercizio dell'elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi, vedranno un sostanziale incremento del flusso dal Sud verso la Sicilia, considerato anche le esportazioni verso Malta incluse nel fabbisogno siciliano.

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 336 TWh e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 22 GW di fotovoltaico e circa 12 GW di eolico.

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonal 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. In tal senso si evidenzia l'effetto positivo degli interventi di sviluppo con una riduzione dei prezzi in tutte le zone che portano ad una riduzione del PUN di oltre 3 €/MWh. In particolare i previsti interventi di potenziamento dell'interconnessione della Sicilia con il continente

<sup>77</sup> Per completezza i valori di fabbisogno riportati sono comprensivi dei valori di autoconsumo, mentre il calcolo dei flussi è stato fatto tenendo conto del fabbisogno al netto di essi.

consentono una riduzione del prezzo zonale in Sicilia di circa 20 €/MWh.

## 7.8 Incremento della consistenza della RTN

La valutazione della consistenza delle attività di sviluppo programmate, che si traduce in aumento della capacità di trasporto della rete esistente, consente di evidenziare nel modo più immediato la portata delle attività previste nel Piano in termini di impegno realizzativo e di impatto sulla rete.

Nella Tabella 13 che segue è riportato un riepilogo delle variazioni di consistenza derivanti dalle attività di sviluppo previste sulla RTN ripartite in interventi a medio termine, a lungo termine e per livello di tensione.

Tali previsioni non tengono conto delle consistenze relative agli interventi in valutazione (cfr. par. 6.2).

Nel complesso risultano programmate 113 nuove stazioni, mentre la capacità di trasformazione si incrementerà di oltre 17.000 MVA.

Tabella 13 - Riepilogo interventi sulla RTN

	300-500kV, HVDC	200-300kV, HVDC	120-150kV	Totale
<b>Nuove Stazioni (N.)</b>				
Totale	33	14	66	113
Medio termine	13	3	14	30
Lungo Termine	20	11	52	83
<b>Potenza di Trasformazione (MVA)</b>				
Totale	15.150	2.600	n.d.	17.750
Medio termine	6.100	1.100	n.d.	7.200
Lungo Termine	9.050	1.500	n.d.	10.550
<b>Elettrodotti (km di terne)</b>				
Totale	3.700	-950	1.680	4.430
Medio termine	2.500	-450	680	2.730
Lungo Termine	1.200	-500	1.000	1.700

Si stima, inoltre, che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 3.700 km<sup>78</sup> e quella a 220 kV si ridurrà di circa 1.000 km. Per quanto riguarda la rete di trasmissione a 132/150 kV, la sua consistenza, a seguito di nuove realizzazioni programmate, aumenterà di circa 1.700 km (inclusi i declassamenti del 220 kV). Complessivamente, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, le attività di sviluppo in programma comporteranno un incremento della consistenza della rete di trasmissione nazionale di circa 4.500 km.

In particolare rispetto all'anno passato sul livello di tensione 220 kV si ha una riduzione delle demolizioni di circa 750 km per la collocazione dei relativi interventi in valutazione, analogamente anche i km di 380 kV nell'orizzonte di piano si riducono di 1.250 Km, il 132 kV di circa 500 km e le nuove stazioni sono in riduzione per circa 50 impianti.

Con la realizzazione degli interventi di sviluppo previsti nel PdS 2014 e nei Piani precedenti, sarà possibile ridurre gli attuali livelli di impegno della rete, a vantaggio della sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione.

<sup>78</sup> Compresi i km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV e i sistemi HVDC la cui tensione nominale di esercizio è nel range 300-500 kV.

