

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 ₂	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

Indice Allegato 1		Quadro Normativo di riferimento	
--------------------------	--	--	--

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			

Indice Allegato 2		Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati	
--------------------------	--	--	--

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			

Indice Allegato 3		Valutazioni Tecnico-Economiche	
--------------------------	--	---------------------------------------	--

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 Concessione¹. 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);

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

- il Piano sia trasmesso al MSE, che lo approva acquisito il parere² 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.

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

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 CO₂ 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 Rete³, 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

³ 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 elettrico⁴ e la sua evoluzione, lo sviluppo e la distribuzione dei consumi⁵ e della produzione⁶ 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:
 - 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;

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

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

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

- i dati sui valori di tensione, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
 - le statistiche di disalimentazioni e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
 - i segnali derivanti dal funzionamento del Mercato dell'Energia (prezzi 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:
 - i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
 - lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (potenziamenti/dismissioni di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali) compresa la nuova capacità da fonti rinnovabili;
 - l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
 - le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
 - le connessioni di impianti di produzione, di utenti finali e di impianti di distribuzione alla RTN;
 - gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo di tali reti;
 - le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
 - le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

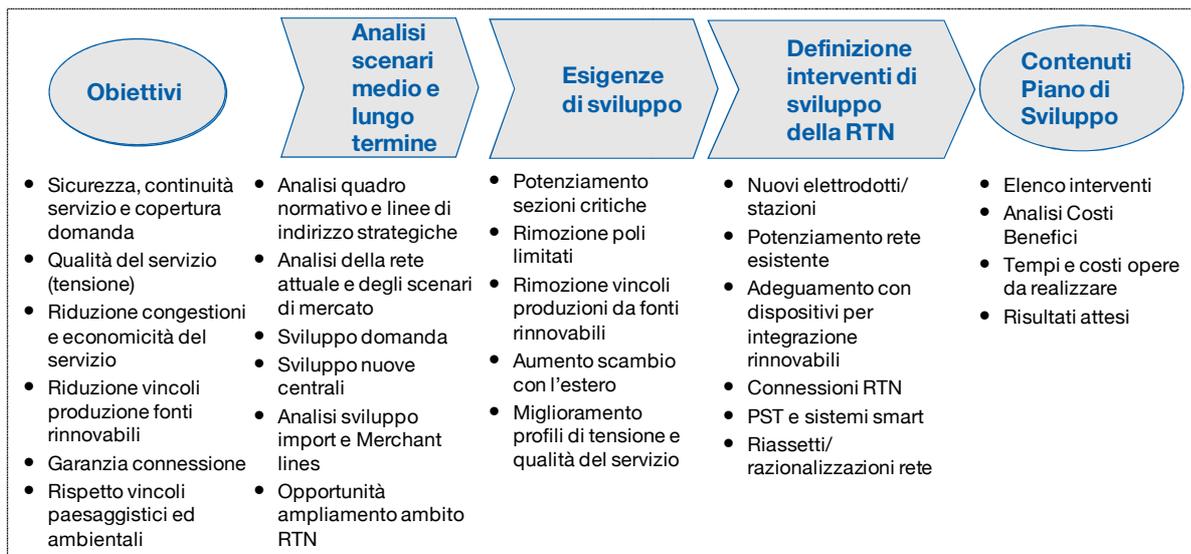


Figura 1 - Criteri di elaborazione del Piano di Sviluppo

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).

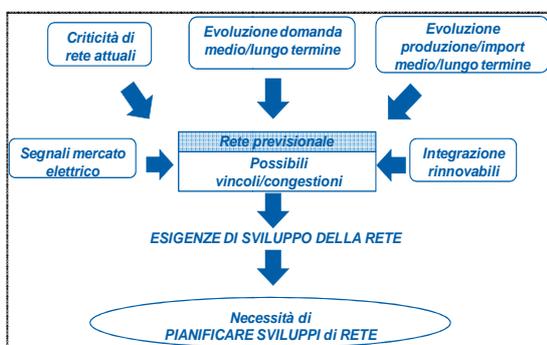


Figura 2 - Processo di pianificazione

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 Rete⁷, 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.

⁷ 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)⁸.
- 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 energetici⁹.

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

⁸ 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.

⁹ 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).

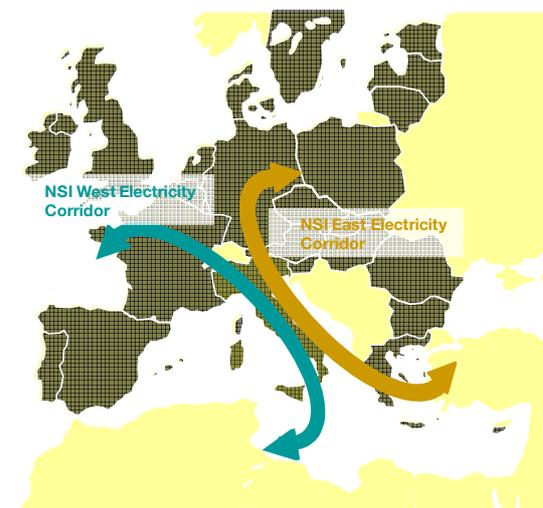


Figura 3 - Corridori energetici prioritari che coinvolgono l'Italia definiti dal Regolamento 347/2013

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*¹⁰).

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-criteria¹¹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ cfr. ENTSO-E CBA Methodology

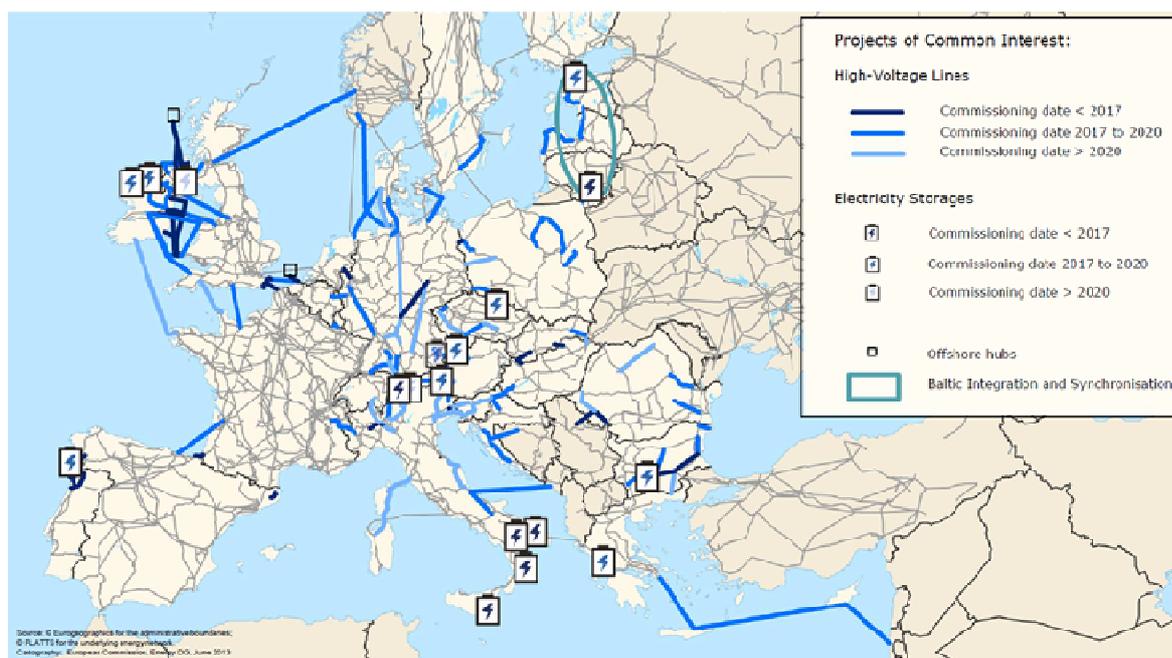


Figura 4 - Progetti di interesse Comune nel settore elettrico identificati dalla Prima Lista Comunitaria

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-E¹² è quello di

¹² 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.

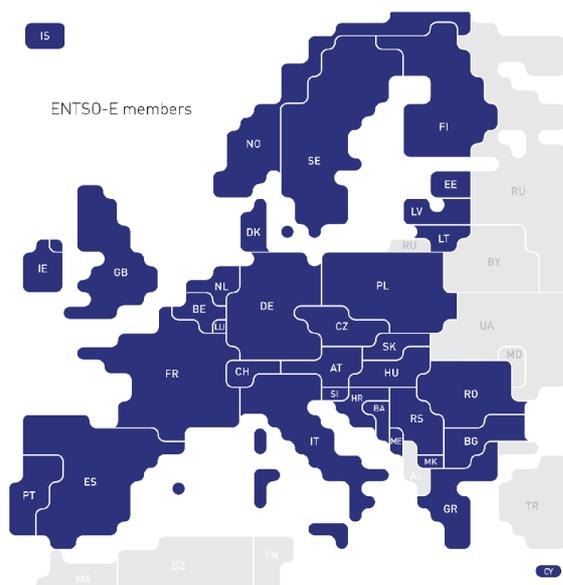


Figura 5 - Paesi Europei membri ENTSO - E

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.

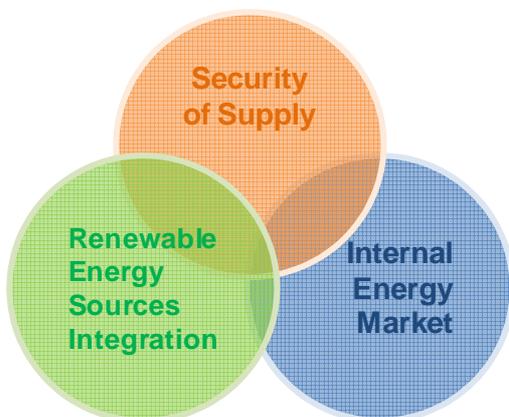


Figura 6 - I drivers dello sviluppo della rete Europea

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*¹³ 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*¹⁴ (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 2014¹⁵ 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:

¹³ www.entsoe.eu/soaf-2013-2030

¹⁴ TYNDP 2012 di ENTSO-E

¹⁵ www.entsoe.eu/tyndp-2014-process

- 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*)¹⁶ 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 rinnovabili¹⁷ (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 decennio¹⁸. 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.

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

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

¹⁶ cfr. ENTSO-E CBA Methodology

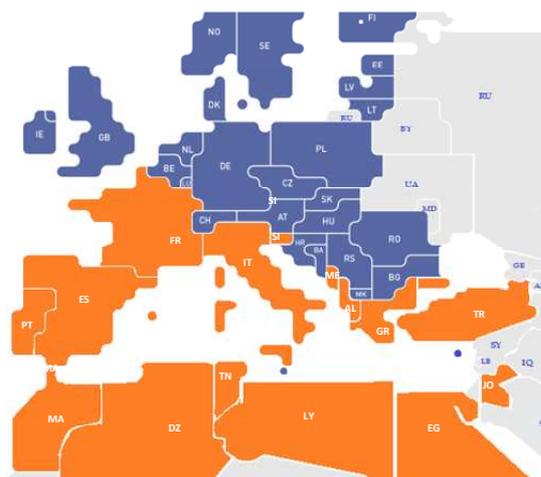


Figura 7 - Paesi membri Med-TSO¹⁹

Il Piano²⁰, 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.

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

²⁰ 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.

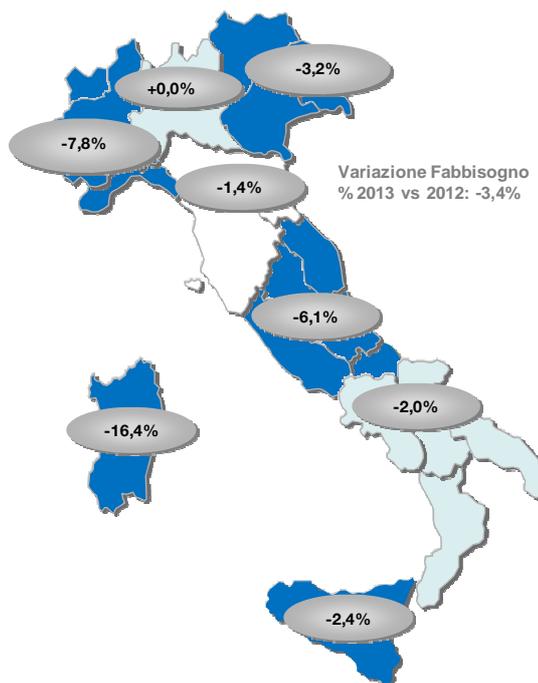


Figura 8 - Richiesta di energia elettrica per aree territoriali dati provvisori 2013

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).

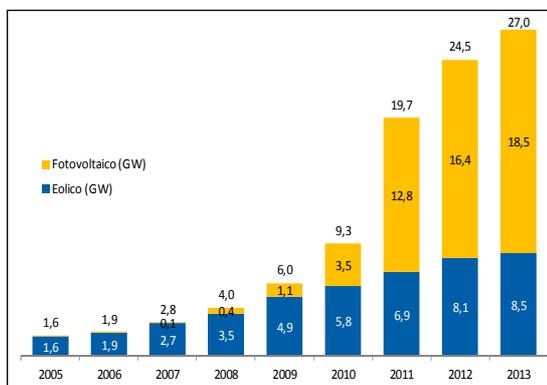


Figura 9 - Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW): dati provvisori 2013 [Fonte dati Terna]

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

2013²¹, 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.

²¹ 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 2020²²:

- 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.

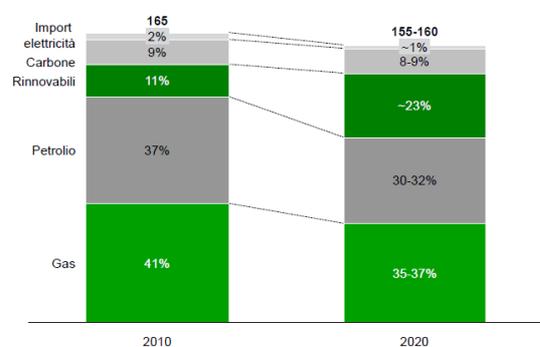


Figura 10 - Evoluzione consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep, %)

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).

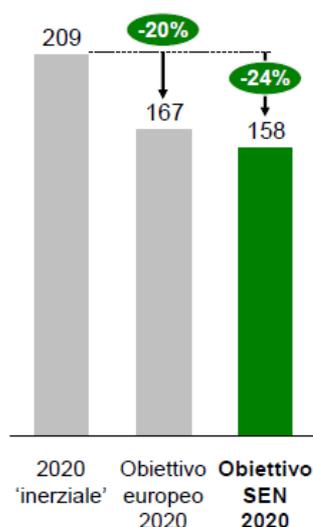


Figura 11- Efficienza energetica: Consumi primari energetici (Mtep)

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.

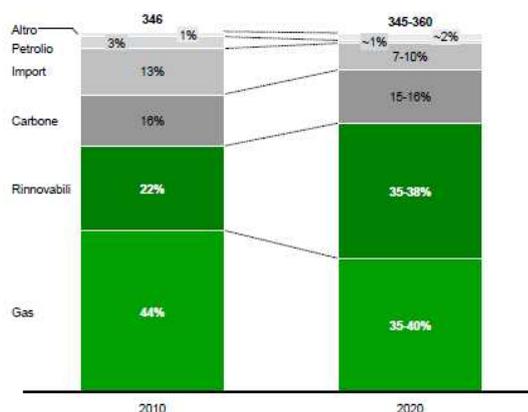


Figura 12 - Evoluzione del mix dei consumi elettrici (TWh, %)

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;

²² 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.

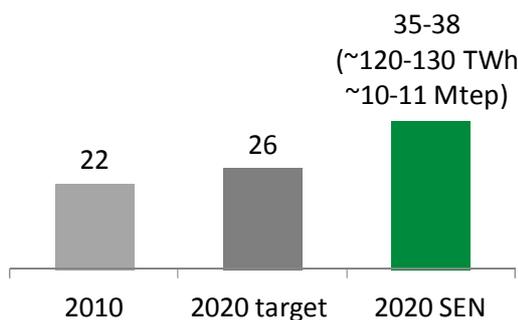


Figura 13 - Rinnovabili: incidenza sui consumi finali lordi % nel settore elettrico

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 5²³ 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).

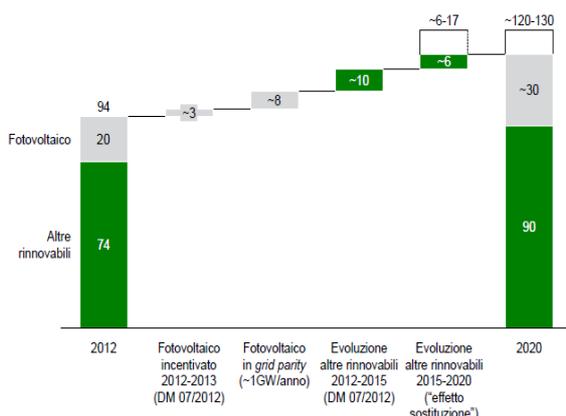


Figura 14 - Evoluzione attesa della produzione da fonti rinnovabili elettriche (TWh)

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.

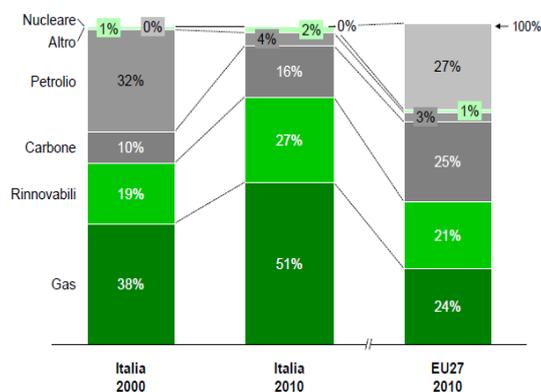


Figura 15 - Mix generazione elettrica lorda per fonte, %

Tuttavia, l'evoluzione delle politiche europee in materia di CO₂ 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.

²³ 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-E²⁴ 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.

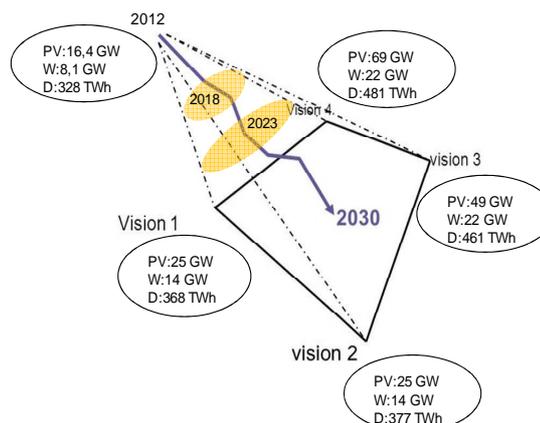


Figura 16 - Vision ENTSO-E

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:

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

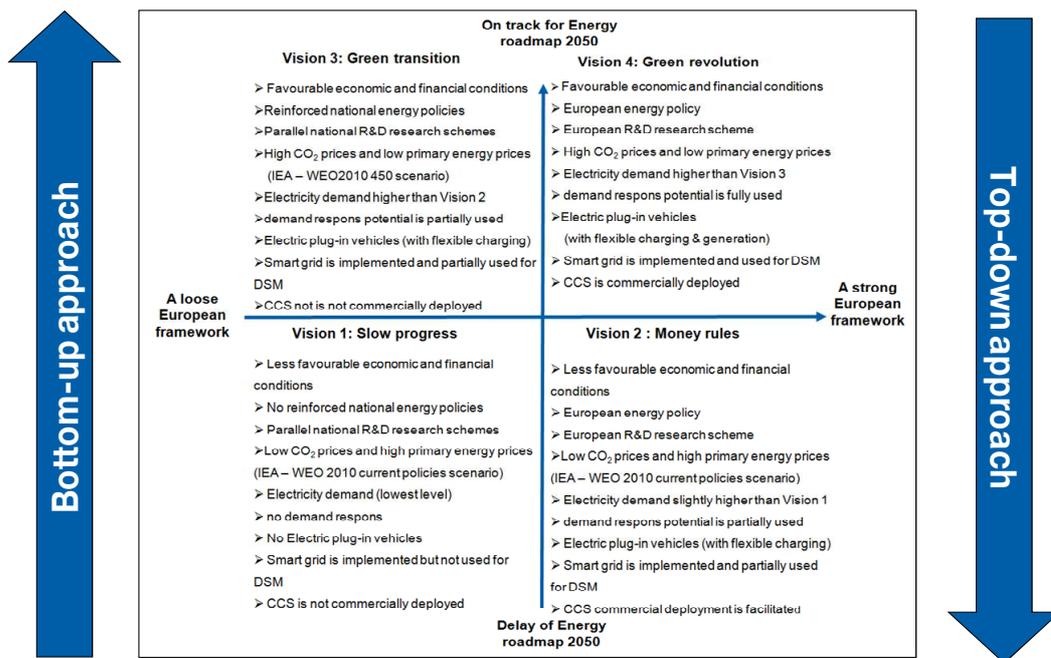


Figura 17 - Principali parametri delle quattro visioni Entso-E

- 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 CO₂ 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 CO₂ del 80-95% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050.

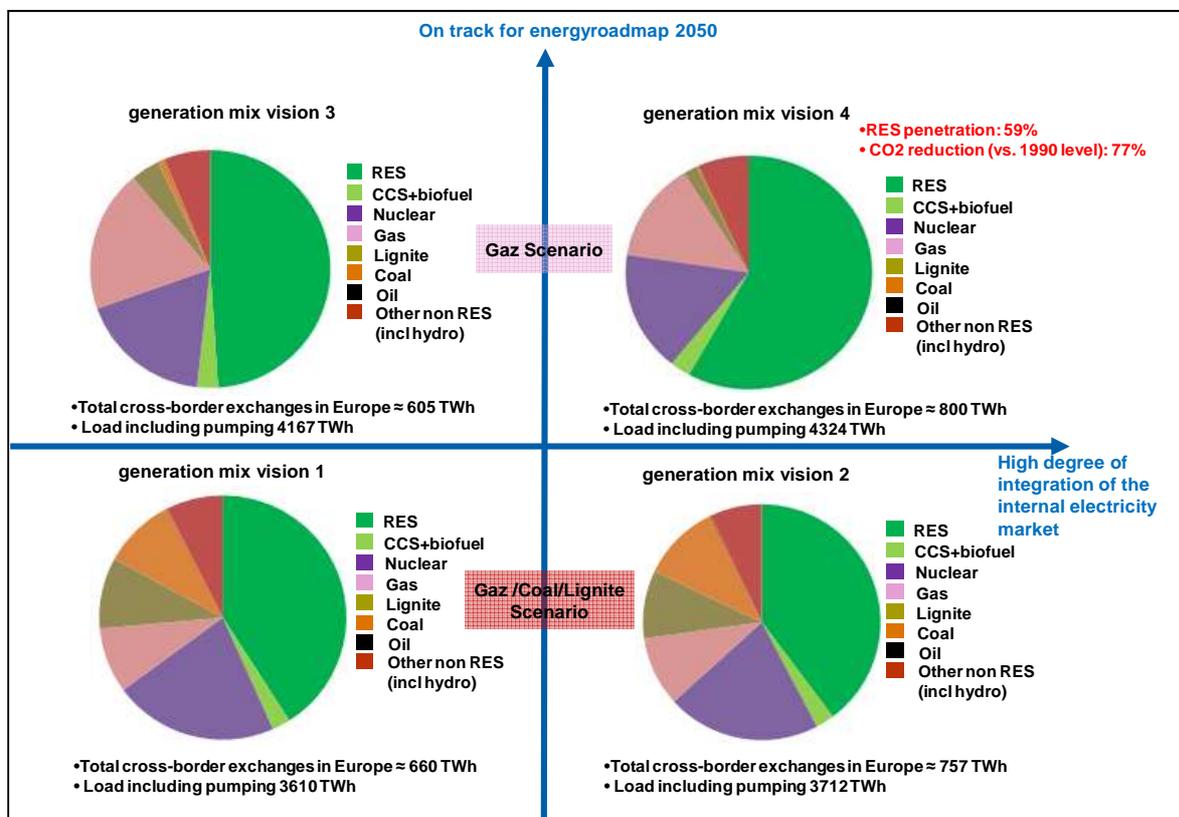


Figura 18 - Risultati provvisori simulazioni paneuropee di mercato su tutte le Vision di ENTSO-E

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 energia²⁵;
- evoluzione della potenza elettrica²⁵;
- 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 elettrica²⁶.

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 contenuta²⁷, 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%²⁸, valore non diverso da quello considerato nel precedente

²⁵ 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.

²⁶ 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.

²⁷ 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.

²⁸ Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2013 – 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.

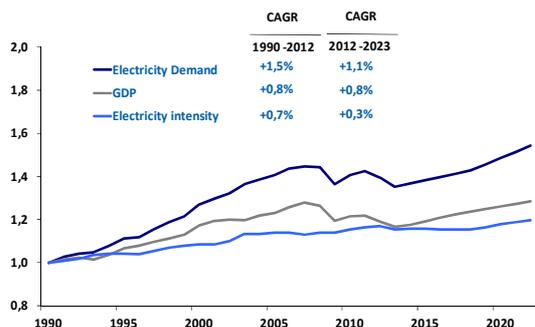


Figura 19 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica (scenario di sviluppo)

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).

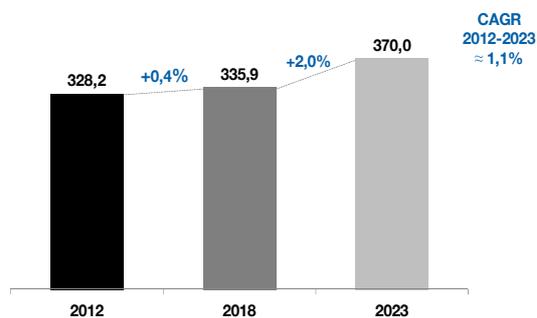


Figura 20 - Scenario di Sviluppo (TWh)

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.

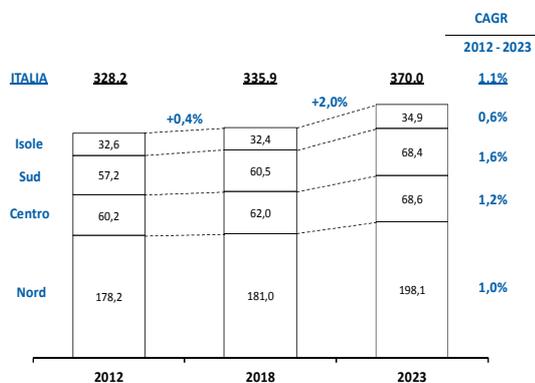


Figura 21 - Scenario di sviluppo - previsione della domanda nelle aree geografiche (TWh)

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.

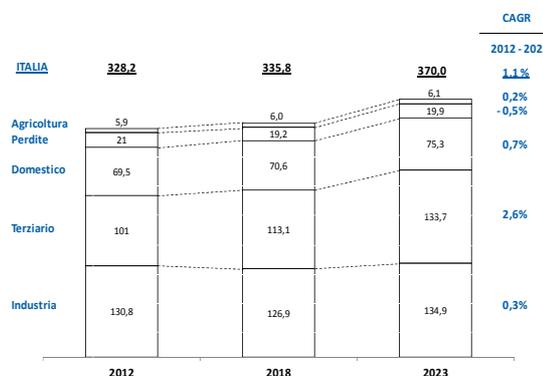


Figura 22 - Scenario di sviluppo - previsione dei consumi settoriali (TWh)

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 finali²⁹, ivi incluse le altre

²⁹ 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 intermedi³⁰ (+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.

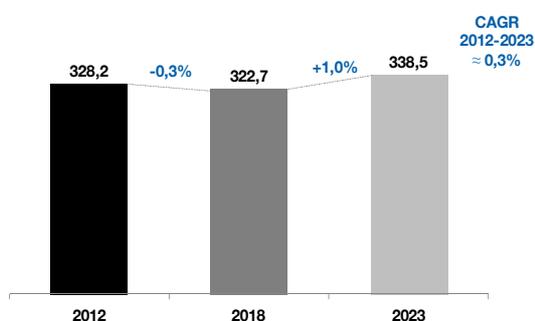


Figura 23 - Scenario Base (TWh)

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 invernale³¹. 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.

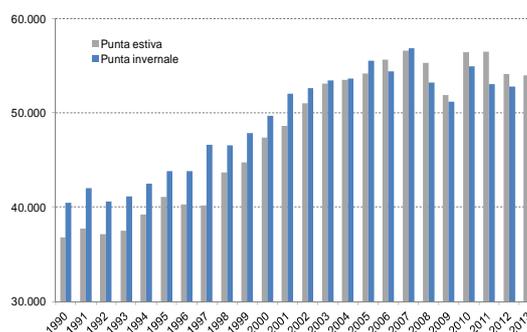


Figura 24 - Carico massimo sulla rete italiana- 1990-2013 (MW)

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

³⁰ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

³¹ 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.

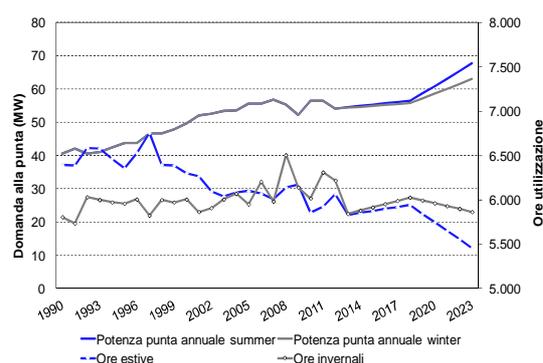


Figura 25 - Consuntivi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

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.

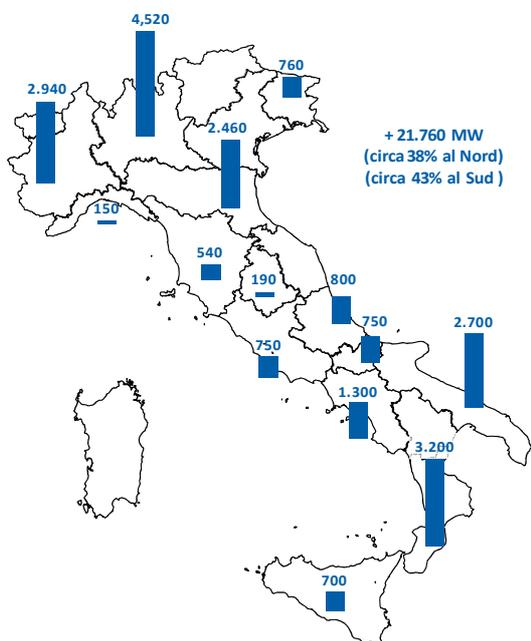


Figura 26 - Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2013 (MW)

Considerando i dati sopra riportati, l'attuale capacità termoelettrica installata e complessivamente disponibile è dell'ordine di circa 65 GW³².

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.

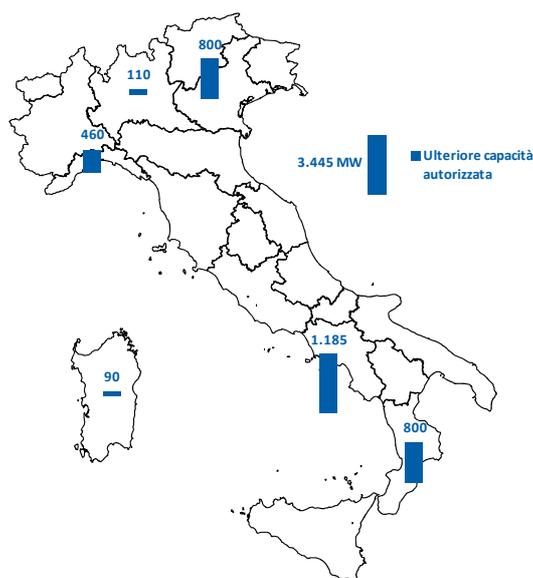


Figura 27 - Potenza nuove centrali termoelettriche autorizzate (MW)

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

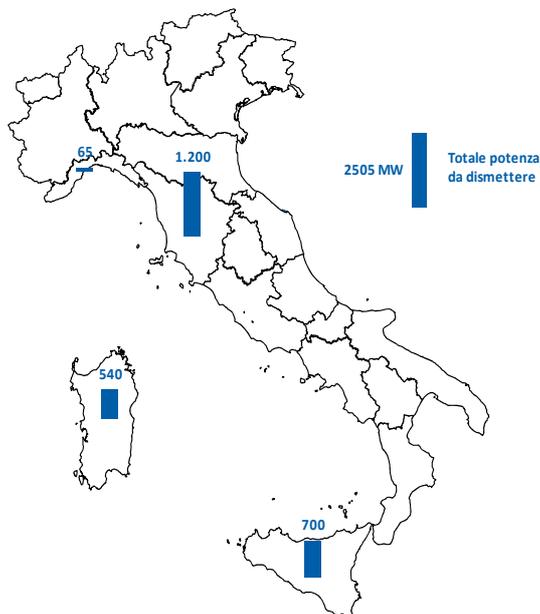


Figura 28 - Dismissioni impianti termoelettrici nel breve-medio termine (MW)

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

³² 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

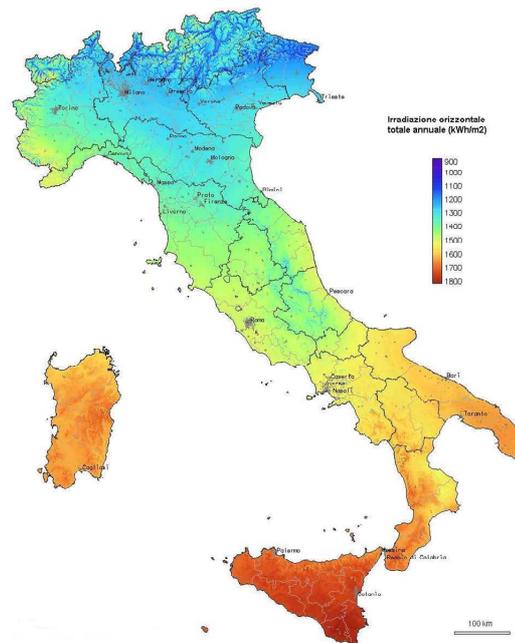


Figura 30 – Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

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
Fotovoltaico	22.295	28.495
Eolico	12.020	14.945
Di cui Off-shore	490	650
Totale	34.315	43.440

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 2013³³ nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

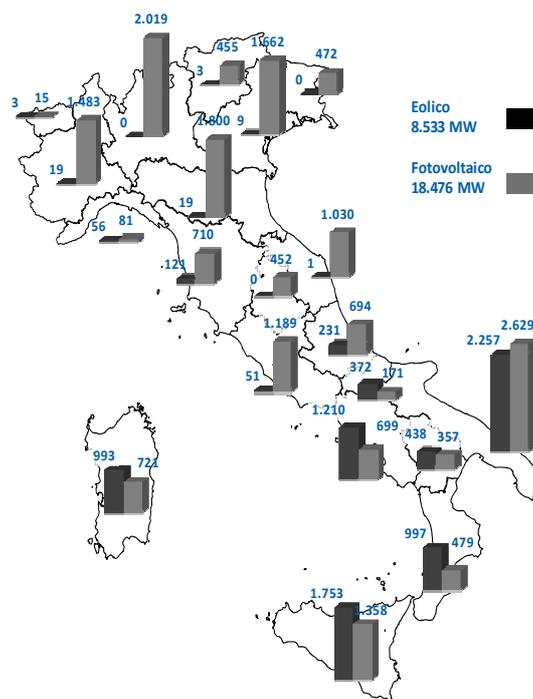


Figura 31 - Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2013 (MW)

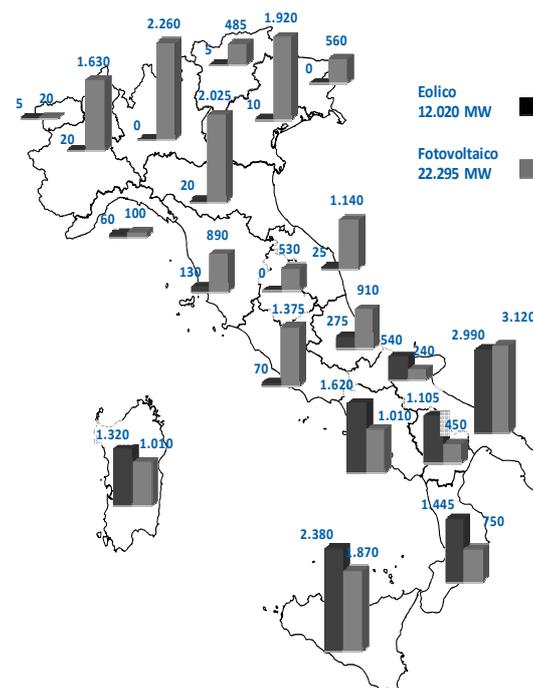


Figura 32 - Previsione al breve-medio periodo di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica (MW)

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

³³ 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
Totale	120	123,5

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*³⁴ 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.

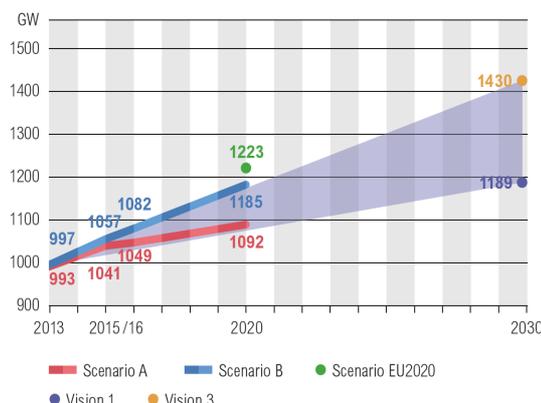


Figura 33 - Sviluppo NGC (tutti gli scenari: Gennaio 7 pm³⁵)

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.

³⁴ www.entsoe.eu

³⁵ Fonte ENTSO E SO&AF 2013-2030.

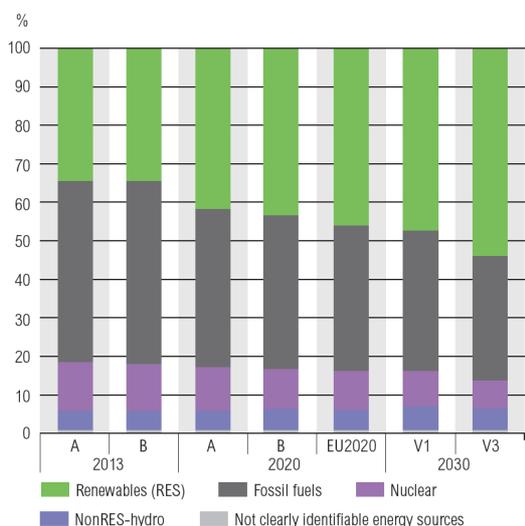


Figura 34 - Ripartizione NGC per fonte (tutti gli scenari; Gennaio 7 pm³⁶)

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

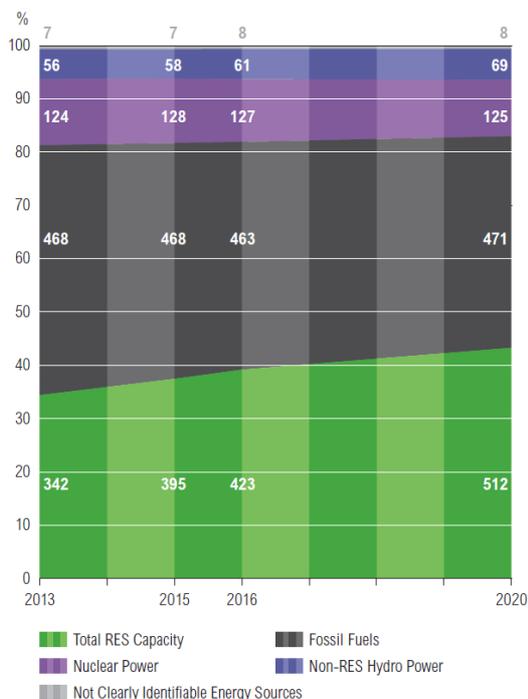


Figura 35 - Ripartizione NGC per fonte; Scenario B; Gennaio 7 pm³⁶

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.

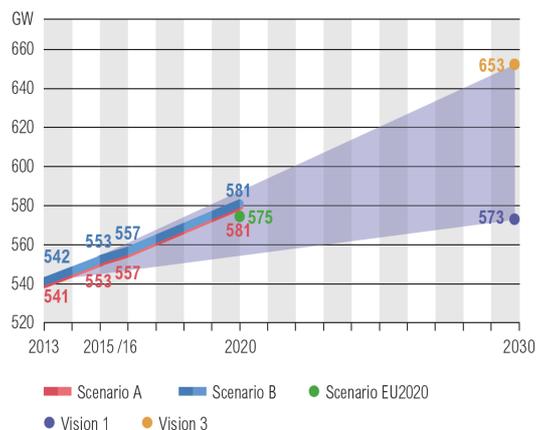


Figura 36 - Previsioni di carico per tutti gli scenari in Gennaio³⁶

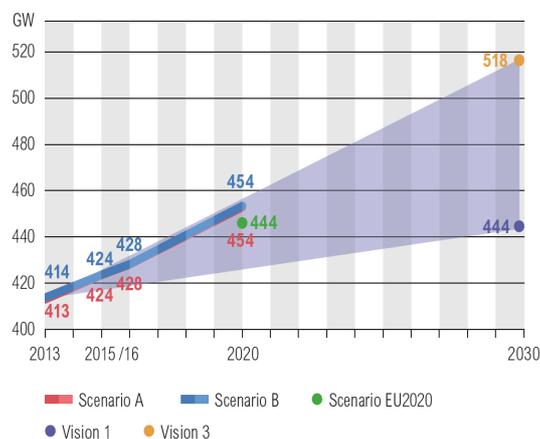


Figura 37 - Previsioni di carico per tutti gli scenari in Luglio³⁶

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.

³⁶ 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.

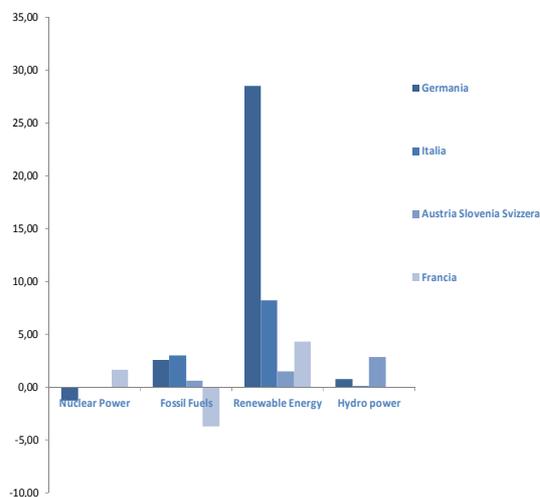


Figura 38 - Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro-meridionale, 2013 – 2016 (GW)³⁷

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.

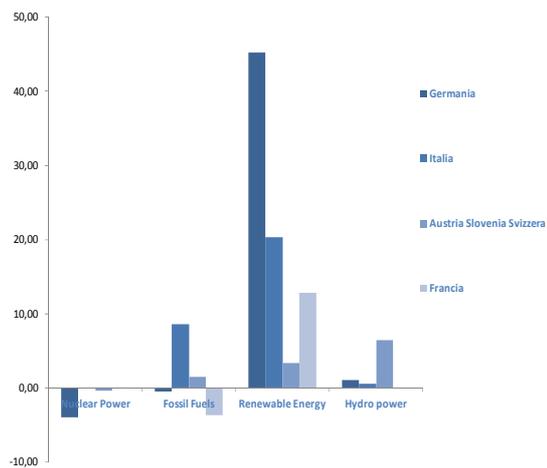


Figura 39 - Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro-meridionale, 2013 – 2020 (GW)³⁷

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'allocatione 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

³⁷ 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 (LOLP³⁸ e LOLE³⁹) che quelli puramente quantitativi come l'EENS⁴⁰; 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.

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

³⁹ 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.

⁴⁰ 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.

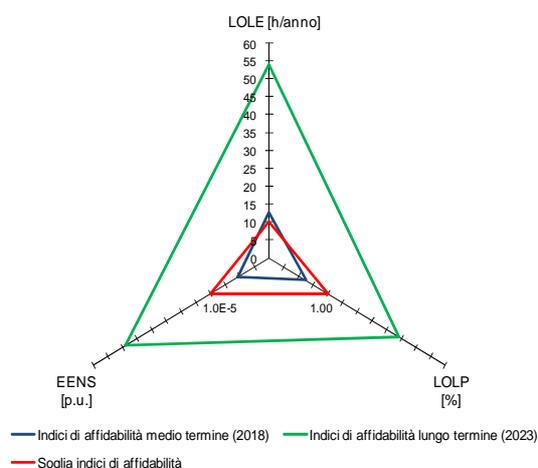


Figura 40 - Indici di affidabilità senza sviluppi di rete

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.

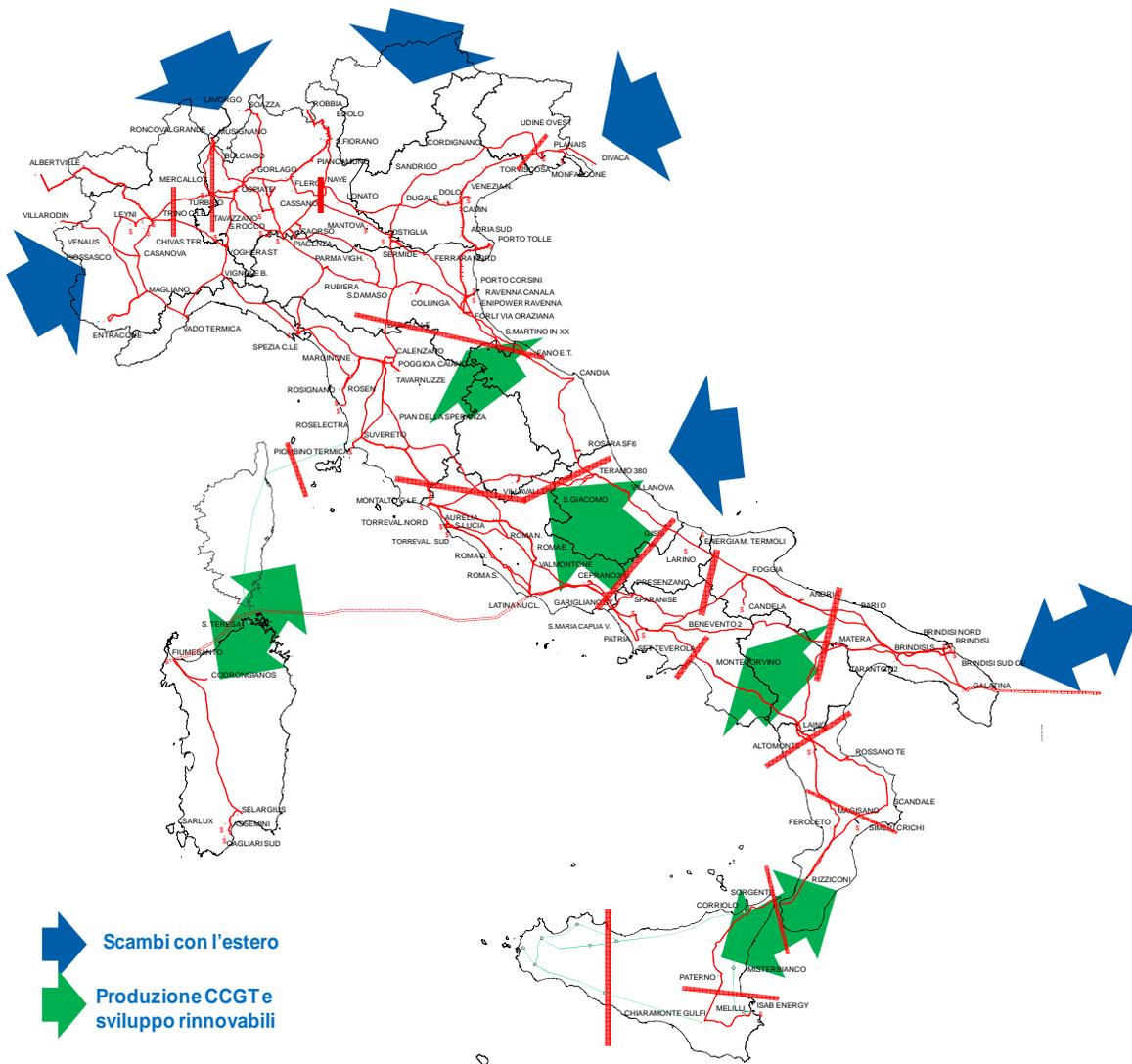
La presenza di poli di produzione da fonte convenzionale e rinnovabile di ingente capacità in Puglia e in Calabria, contribuirà ad aumentare nel breve - medio periodo le criticità di esercizio della rete sulle sezioni interessate dal trasporto delle potenze verso i centri di carico della Campania. Sono 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 Malta⁴¹, legate principalmente alle esigenze del sistema elettrico maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto

⁴¹ 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.

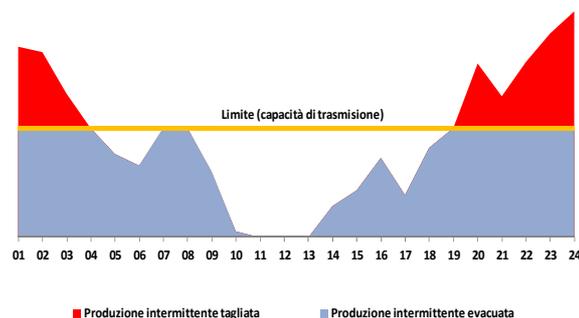


Figura 43 - Effetto delle congestioni sulla rete

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.

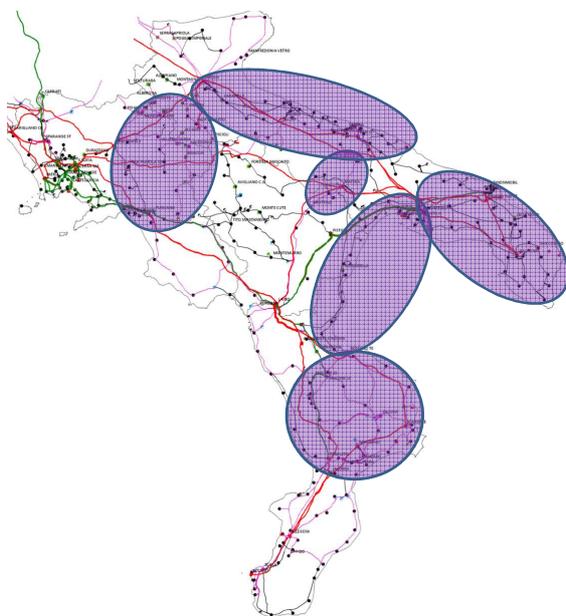


Figura 44 – Diretrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

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 elettrodotti 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.

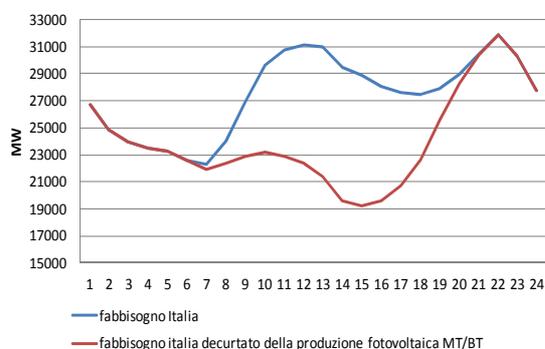


Figura 45 - Fabbisogno a consuntivo giorno festivo 2013

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 normativi⁴², oggi rischia di determinare una modifica sostanziale degli esiti del Mercato elettrico, che comporta ulteriori movimentazioni di produzione su MSD da impianti tradizionali.

⁴² 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).

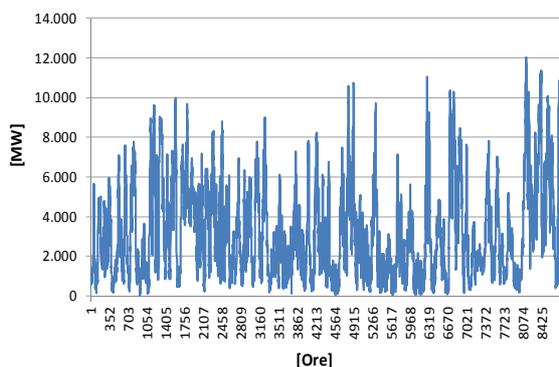


Figura 46 - Profilo annuale generazione eolica totale Italia medio termine

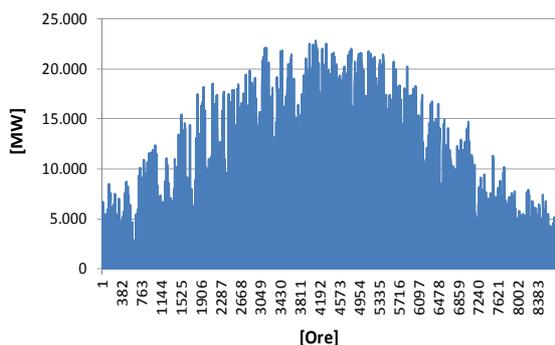


Figura 47 - Profilo annuale generazione fotovoltaico

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.

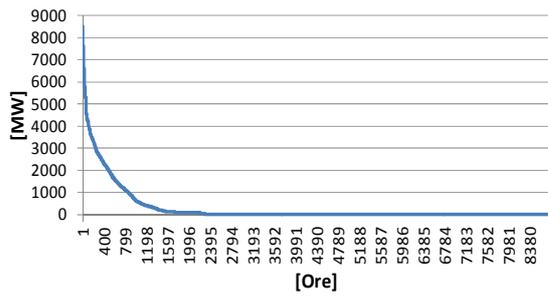


Figura 48 - Curva di durata OG (Caso 1)

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.

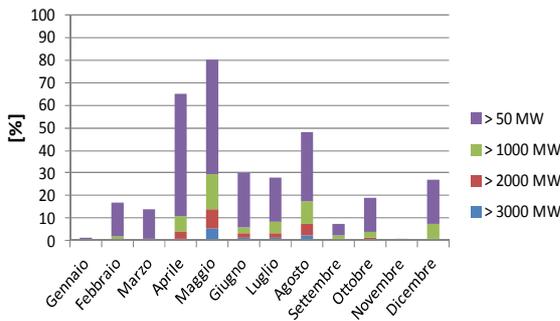


Figura 49 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali) (Caso 1)

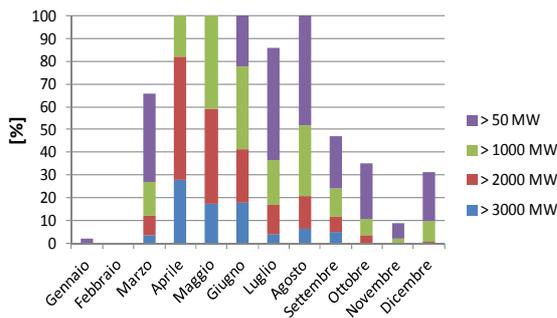


Figura 50 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi) (Caso 1)

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.

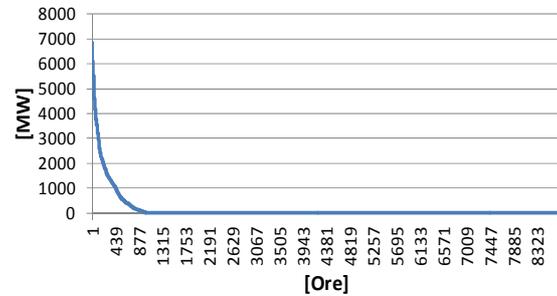


Figura 51 - Curva di durata OG (Caso 2)

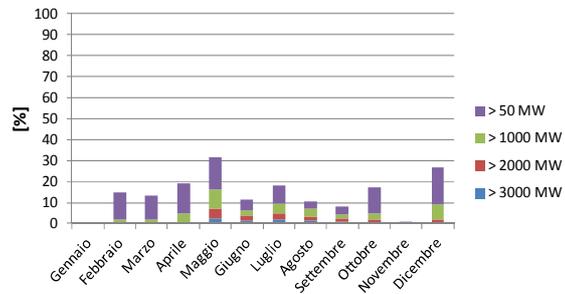


Figura 52 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali) (Caso 2)

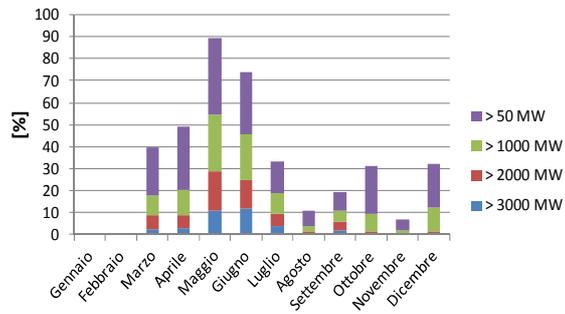


Figura 53 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi) (Caso 2)

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.

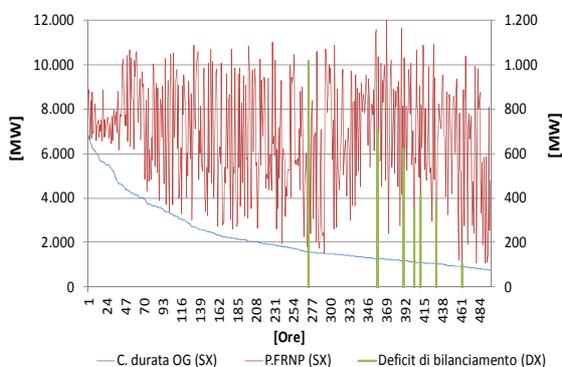


Figura 54 - Correlazione produzione FRNP in AT con Over Generation

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).

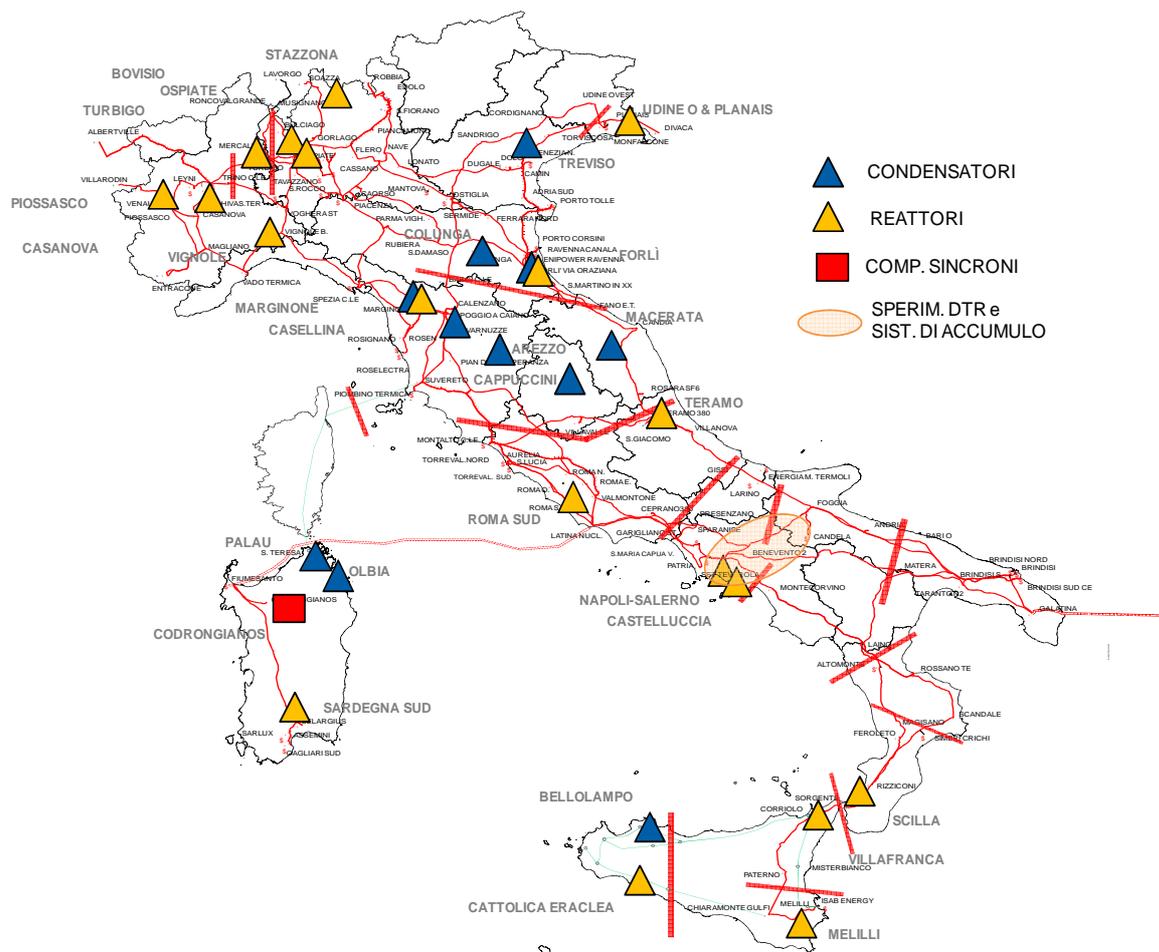


Figura 55 - Smart Transmission Solutions

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-ME⁴³ (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).

⁴³ 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 reattiva⁴⁴;

⁴⁴ 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 termine⁴⁵ 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.

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

Bellolampo (PA), Olbia⁴⁶ (OT), Palau (OT) e Arezzo (AR)⁴⁷;

- stazioni previsionali: nuova stazione in provincia di Macerata⁴⁸, nuova stazione di Treviso⁴⁹.

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 Teramo⁵⁰.

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 richiesta⁵¹ 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 Piosasco);
- 570 MVAR (n.2 da 285 MVAR) nelle stazioni 380 kV della Lombardia (Bovisio e Turbigo⁵²);
- 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).

⁴⁶ Le stazioni di Olbia e Palau sono Cabine Primarie.

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

⁴⁸ 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)".

⁴⁹ Previsti due banchi da 54 MVAR.

⁵⁰ Riassetto rete Teramo/Pescara.

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

⁵² 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 Codrongianos⁵³ 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 installazione⁵⁴: (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);

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

⁵⁴ 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 rinnovabili⁵⁵.

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 insulare⁵⁶.

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.

⁵⁵ 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.

⁵⁶ 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.

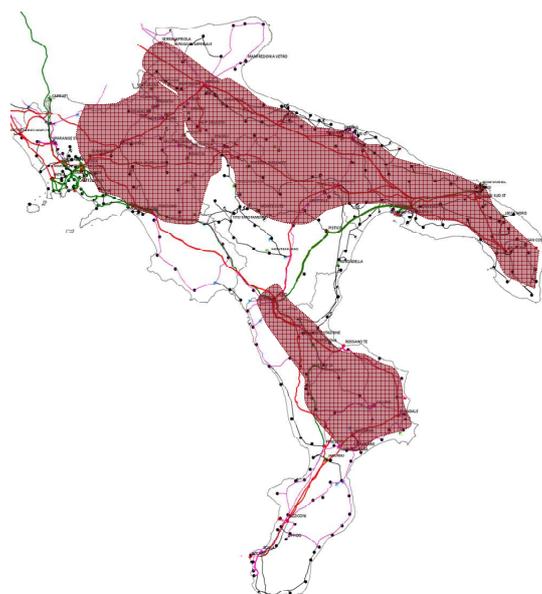


Figura 58 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sud)

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".

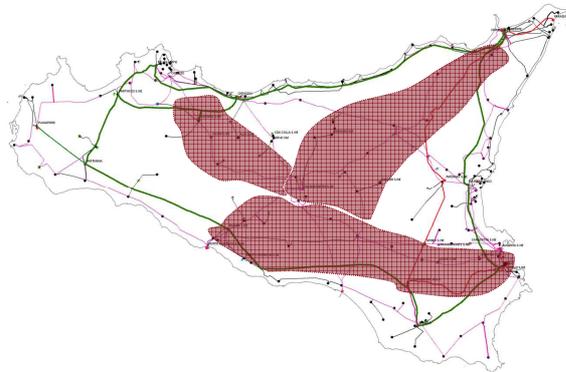


Figura 59 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sicilia)

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".

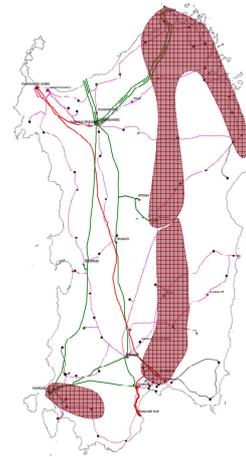


Figura 60 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sardegna)

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.

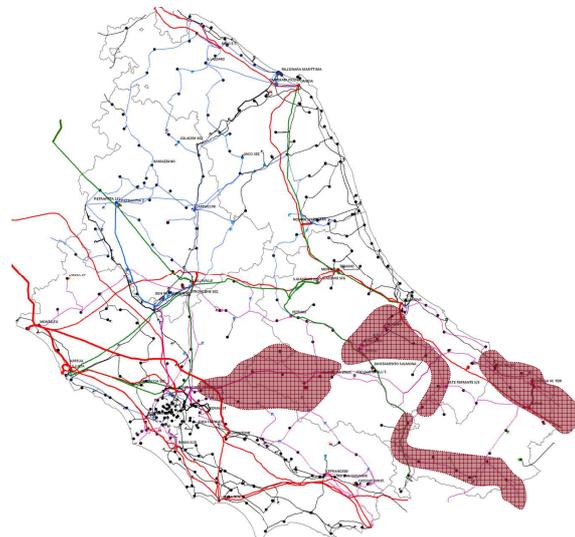


Figura 61 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro)

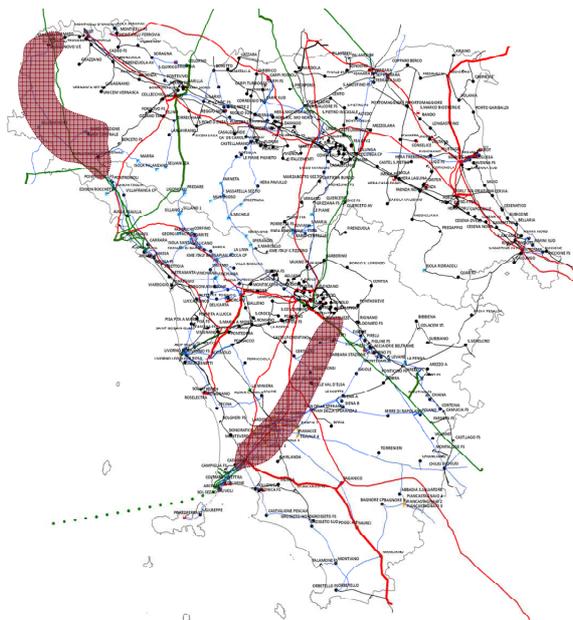


Figura 62 - Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro Nord)

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

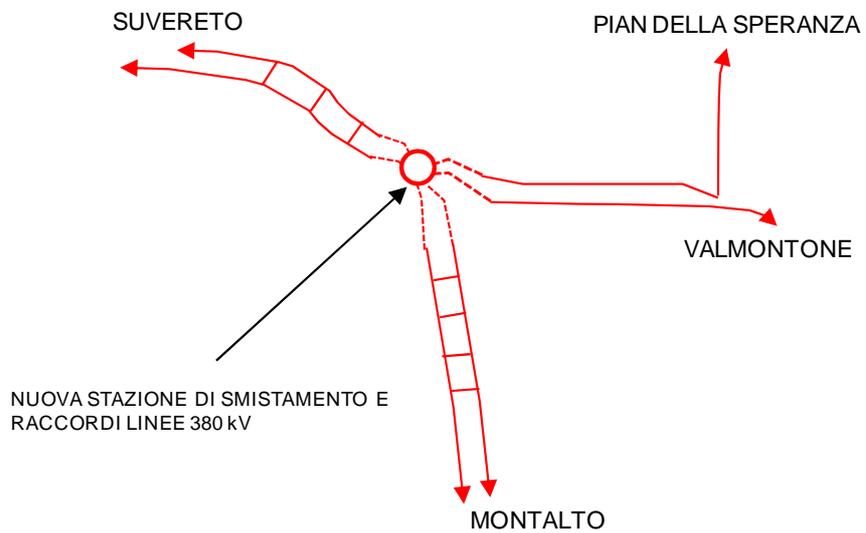


Sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni di trasporto su alcune dorsali 220 kV, nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV. A complemento di tali attività, saranno rimosse le limitazioni presenti sulla rete 132 kV tra Abruzzo e Marche, interessata da fenomeni di trasporto della potenza 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 veneta⁵⁷;
- 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.

⁵⁷ 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.

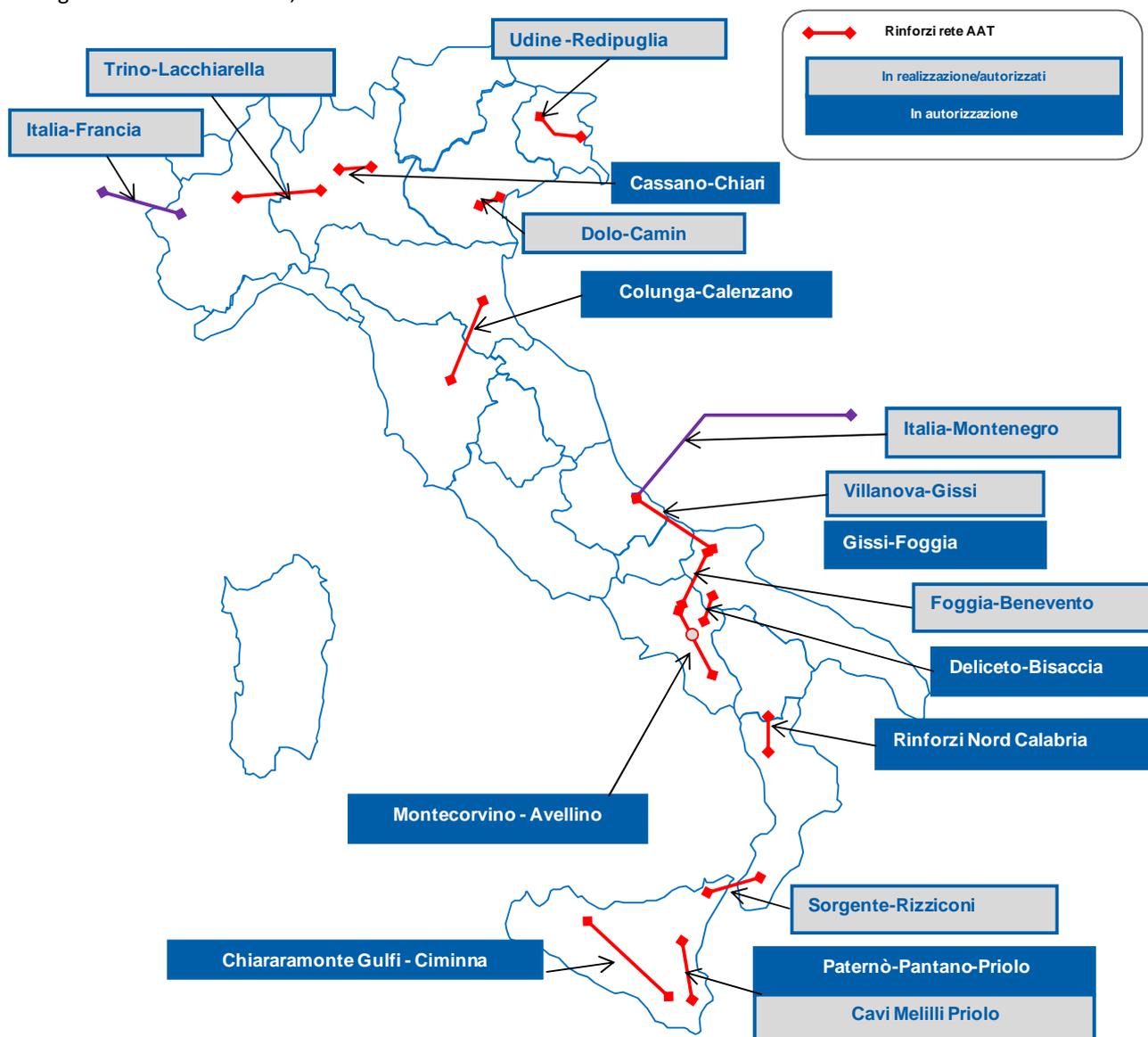


Figura 63 - Principali Interventi di Sviluppo

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 ⁵⁸
Interconnessione estero	HVDC Italia-Montenegro	2007	2007/2009	2009	NA	2010	2011	2011	<ul style="list-style-type: none"> - aggiudicati contratti principali per forniture e posa in opera dei cavi marini e lotto di realizzazione delle due stazioni di conversione; - acquisiti i terreni per la realizzazione della SE di Cepagatti; - aperti i cantieri; - acquisiti i terreni relativi alla SE di Kotor; - avviata l'attività di qualifica dei cavi; - difficoltà autorizzazioni in acque interne croate. 	2017/2019
	HVDC Grand'Ile – Piossasco	2004	2004/2008							

⁵⁸ 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 ⁵⁸
		2008	2008/2009	2009	NA	2010	2010	2011	<ul style="list-style-type: none"> - 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 ⁵⁹	<p>In corso progettazione esecutiva:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 ⁶⁰

⁵⁹ 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.

⁶⁰ 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 ⁵⁸
	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 ⁵⁸
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" - cavo 380 KV "Priolo G.- Melilli" e opere connesse⁶¹	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
Congestioni interzonal	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova: elettrodotto 380 kV "Fusina - Dolo - Camin"	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

⁶¹ 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 ⁵⁸
									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.	
	Elettrodotto 380 kV "Udine O. - Redipuglia"	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
	Elettrodotto 380 kV "Trino - Lacchiarella"	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
Riduzione congestioni tra zone di mercato e riduzione poli limitati	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 ⁶²	2010 ⁶²	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
Congestioni interzonal	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	2010	2010/2012	2013			
	Elettrodotto 380 kV "Chiamonte Gulfi - Ciminna"	2004	2004/2010	2011	In esame VIA		

⁶² 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 CO₂
- 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 elettrico⁶³.

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 MW⁶⁴. 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 "Piossasco – 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

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

⁶⁴ 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 ⁶⁵	+600

⁶⁵ 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 ⁶⁶	+1.450 ⁶⁷
	Foggia-Villanova		
	Deliceto-Bisaccia		
Sud → Sicilia	Montecorvino-Avellino-Benevento	250 ⁶⁸	+900
	Sorgente-Rizziconi		
Sud → Sicilia	Sorgente-Rizziconi	100	+1.000
Foggia → Sud	Foggia-Benevento	2150 ⁶⁹	+750 ⁷⁰
	Foggia-Villanova		
	Deliceto-Bisaccia		
Brindisi → Sud	Foggia-Benevento	5200 ⁷¹	Ris. polo ⁷²
	Foggia-Villanova		
	Deliceto-Bisaccia		
Rossano → Sud	Trasversale calabra ⁷³	2250 ⁷⁴	+900
	Riassetto rete nord Calabria		
	Montecorvino-Avellino-Benevento		
Priolo → Sicilia	Paternò Priolo	815	Ris. polo

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

⁶⁷ 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.

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

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

⁷⁰ 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.

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

⁷² 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.

⁷³ 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.

⁷⁴ 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.

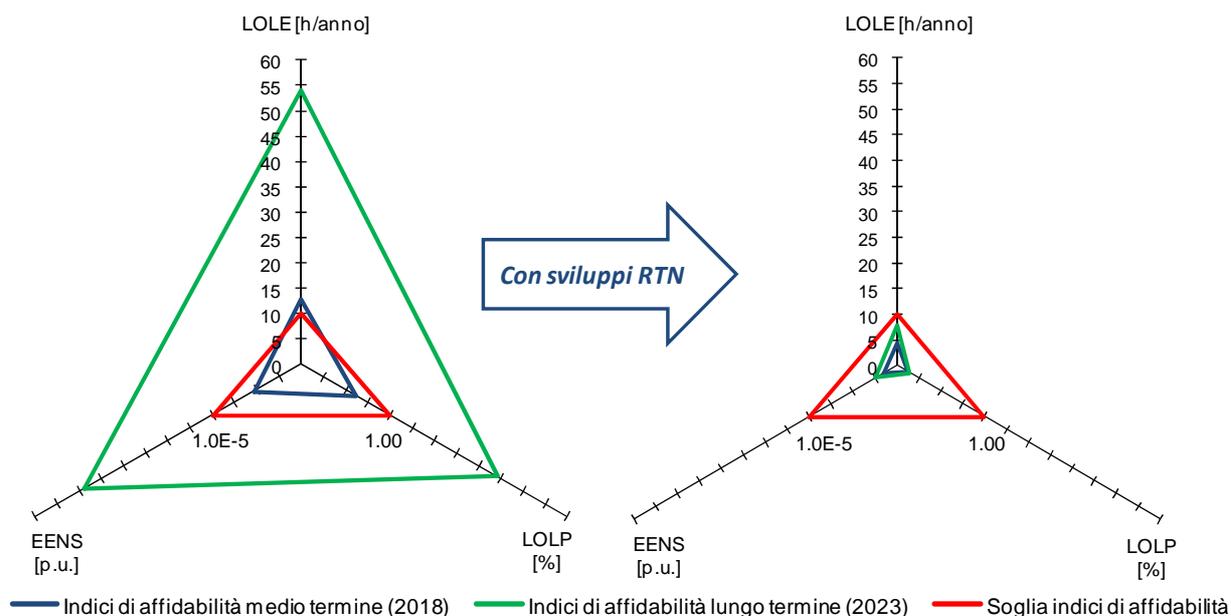


Figura 64 - Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

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 Rete⁷⁵ 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

⁷⁵ 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 CO₂

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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ dovuta alla riduzione delle perdite di rete, oscillante tra 400.000 e 500.000[tCO₂/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 CO₂ fino a circa 5.500.000 [tCO₂/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 fotovoltaica⁷⁶ 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 CO₂ pari a circa 7.800 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ 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

⁷⁶ 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.

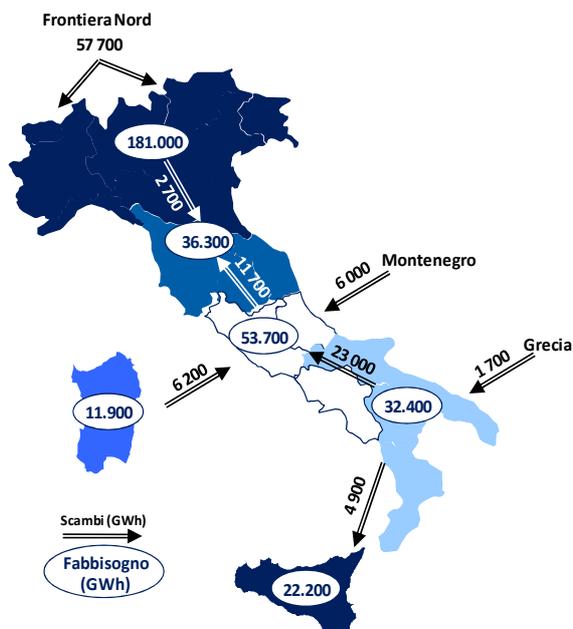


Figura 65 - Flussi di energia attesi su MGP nel medio periodo⁷⁷

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 zionali 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

⁷⁷ 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
Nuove Stazioni (N.)				
Totale	33	14	66	113
Medio termine	13	3	14	30
Lungo Termine	20	11	52	83
Potenza di Trasformazione (MVA)				
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
Elettrodotti (km di terne)				
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 km⁷⁸ 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.

⁷⁸ 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.

Allegato 1

**Dettaglio evoluzione quadro
normativo di riferimento**

1 Quadro normativo di riferimento

1.1 Riferimenti normativi di base

La Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento

La convenzione annessa alla Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico 20 aprile 2005, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010, prevede, all'articolo 9, che Terna predisponga, 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 – entro il 31 dicembre di ciascun anno – un Piano di Sviluppo, 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;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- delle eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dalle società proprietarie o aventi la disponibilità di porzioni della medesima RTN.

La procedura di approvazione del Piano di Sviluppo prevede che il Piano sia inviato, entro il 31 gennaio, per un primo esame preliminare al Ministero dello Sviluppo Economico che, entro quarantacinque giorni dalla data di ricevimento, verificherà la sua conformità agli indirizzi impartiti, formulando eventuali richieste e prescrizioni e, se del caso, le modifiche e integrazioni; trascorso detto termine il Piano si intenderà positivamente verificato. Successivamente all'adozione del parere VAS ai sensi del D.lgs. 152/06, da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministero dei Beni Culturali, il Ministero dello Sviluppo Economico approva il Piano di Sviluppo della rete "entro trenta giorni dal ricevimento del parere VAS".

Delibera 102/2012/R/eel - Consultazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Attraverso la delibera 102/2012/R/eel - "Disposizioni per la consultazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, predisposto dal gestore del sistema energetico", l'Autorità adotta specifiche disposizioni per dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 36, comma 13, del decreto legislativo 93/11, in cui è previsto che l'Autorità:

- a) sottoponga lo schema di Piano decennale, secondo i propri autonomi regolamenti, ad una consultazione pubblica;
- b) renda pubblici i risultati di tale consultazione;
- c) trasmetta gli esiti della propria valutazione al Ministro dello Sviluppo Economico ai fini dell'approvazione del Piano decennale.

Tali disposizioni hanno trovato la prima applicazione in relazione al Piano di Sviluppo 2012.

Il Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete e il Comitato di consultazione

Il "Codice di Rete di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete" (di seguito "Codice di Rete"), emanato in attuazione del DPCM 11 maggio 2004, disciplina i rapporti tra Terna e gli utenti della rete, con riferimento alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

Il Codice di Rete trova applicazione nei rapporti tra Terna e gli utenti della rete a partire dal 1 novembre 2005.

In particolare, il Codice di Rete descrive regole, trasparenti e non discriminatorie, per:

- l'accesso alla rete e la sua regolamentazione tecnica;
- sviluppo della rete e gestione e manutenzione;
- l'erogazione del servizio di dispacciamento;
- la fornitura dei servizi di misura e di aggregazione di misure;

- la regolazione delle partite economiche connesse ai diversi servizi;
- la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il Codice di Rete contiene altresì le regole generali di funzionamento del Comitato di Consultazione degli utenti¹ (di seguito "Comitato"), un organo tecnico istituito ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, comprendente i rappresentanti delle principali categorie di utenti della Rete, con il compito di proporre aggiornamenti, modifiche ed integrazioni relative alle regole contenute nel Codice di Rete ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

Tra le generali competenze del Comitato, previste dal Codice di Rete, vi è anche quella di esprimere pareri non vincolanti sulle proposte di modifica al Codice di rete e sui criteri generali per lo sviluppo della rete, lo sviluppo e la gestione delle interconnessioni, la difesa della sicurezza della rete.

Deliberazione ARG/elt 199/11: "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione"

La delibera ARG/elt 199/11 (*"Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione"*) definisce il quadro regolatorio relativamente alle attività indicate, con particolare riguardo ai temi tariffari, per il periodo 2012-15, così come aggiornati per l'anno 2014 dalla delibera 607/2013/R/eel (*"Aggiornamento per l'anno 2014 delle tariffe e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e altre disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Modifiche e integrazioni a TIT, TIME e TIC"*). La deliberazione ARG/elt 199/11, in particolare, approva tre allegati:

Allegato A, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIT);

Allegato B, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIME);

Allegato C, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (di seguito: TIC).

Il TIT definisce il quadro tariffario per il quarto periodo di regolazione (2012-15), nonché la remunerazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura. Per quanto attiene alla trasmissione, fermo restando il riconoscimento della extra remunerazione riconosciuta dalla regolazione previgente per gli interventi di sviluppo già entrati in esercizio alla data del 31 dicembre 2011, la delibera introduce alcune modifiche al regime di incentivazione dei nuovi interventi di sviluppo della RTN. In particolare la delibera:

- riconosce una extra remunerazione pari rispettivamente all'1,5% ed al 2% per gli interventi di sviluppo della RTN appartenenti alle tipologie I² e I³, per un periodo di 12 anni a partire dalla data di entrata in esercizio degli investimenti;
- riduce il perimetro degli interventi I³ ai soli interventi di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici, volti a ridurre le congestioni tra le zone di mercato o ad aumentare *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche (in casi limitati, preventivamente approvati dall'AEEG, possono essere inclusi in tale tipologia ulteriori progetti di investimento, purché di primaria portata strategica);
- introduce una nuova tipologia I⁴ per investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo, per i quali è riconosciuta una extrar remunerazione pari a quella della tipologia I³.

² Investimenti di sviluppo della capacità di trasporto diversi dalla tipologia I=3, ivi inclusi gli investimenti relativi al Piano di difesa.

³ Investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, o ad incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche.

⁴ Investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri di cui all'art. 24 del TIT.

¹ Composto da sette membri con carica triennale.

I progetti rientranti nella categoria I4 sono selezionati secondo specifica procedura definita con la successiva Delibera 288/2012/R/eel.

Con riferimento al servizio di misura, l'Autorità, pur rinviando ad un successivo provvedimento il completamento del processo di razionalizzazione della regolazione di tale servizio, ha istituito il *"Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica"* (TIME), ivi ricomprendendo un primo corpo di disposizioni enucleato dal precedente TIT. Il TIME ha lo scopo di unificare e uniformare a tendere tutti gli aspetti della materia, allineando, fra l'altro, la regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa in rete con quella prodotta da impianti di generazione, nonché la regolazione del servizio per i punti di prelievo, e predisponendo la successiva ridefinizione di alcune responsabilità delle attività del servizio di misura.

Il TIC, infine, rispetto al precedente periodo regolatorio, introduce una disposizione per l'aggiornamento su base annuale dei contributi relativi alle connessioni in linea con quanto previsto per l'aggiornamento della quota parte delle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi e meglio specifica gli obblighi di trasparenza contabile a carico del gestore di rete, stabilendo che questo è tenuto a dare separata evidenza contabile ai contributi per le connessioni e ai corrispettivi per le prestazioni specifiche disciplinate dal TIC, separatamente per livello di tensione e tipologia di prestazione.

Per quanto riguarda le interconnessioni tra reti di diversi gestori, il TIC stabilisce all'art. 26 i criteri per la ripartizione dei costi tra gestori di rete, prevedendo che:

- nel caso di richieste di realizzazione di impianti per l'interconnessioni tra reti, il gestore che realizza l'impianto ottiene la copertura dei costi sostenuti tramite la remunerazione degli investimenti disciplinati dal TIT;
- non sono previsti corrispettivi a carico del gestore che non realizza l'impianto.

Decreto Legislativo, 1 giugno 2011 n. 93: Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.

Il decreto attua le direttive comunitarie in materia di mercato unico dell'energia e, tra l'altro, stabilisce che:

- Terna non può "né direttamente né indirettamente, esercitare attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, né gestire, neppure temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica";
- "le attività del gestore del sistema di trasmissione nazionale diverse da quelle di programmazione, manutenzione e sviluppo della rete non pregiudichino il rispetto dei principi di indipendenza, terzietà e non discriminazione."
- "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".
- l'avvio di un procedura di certificazione di Terna che verifica il rispetto dei requisiti di indipendenza fissati dalla direttiva 2009/72/CE, all'art. 9 e richiamati dal decreto legislativo di recepimento: in particolare, si richiede che "la stessa persona o le stesse persone, fisiche o giuridiche, non sono autorizzate ad esercitare contemporaneamente un controllo su un'impresa che esercita l'attività di generazione o l'attività di fornitura e a esercitare un controllo o diritti sul gestore del sistema di trasmissione".
- l'Autorità comunica al Ministero dello sviluppo economico l'esito della procedura di certificazione e "vigila sulla permanenza delle condizioni favorevoli al rilascio della stessa". In attuazione dell'articolo 3 Regolamento CE n. 714/2009 la Commissione Europea ha il compito di esprimere un parere sulla decisione di certificazione.
- Si prevede la definizione da parte del Ministero dello sviluppo economico di scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato

del gas naturale e del mercato dell'energia elettrica, comprensivi delle previsioni sull'andamento della domanda suddivisa nei vari settori, della necessità di potenziamento delle infrastrutture di produzione, importazione, trasporto; con decreto del Ministro dello sviluppo economico sarà individuata una procedura trasparente e non discriminatoria per la realizzazione di nuova capacità di produzione elettrica ovvero per l'introduzione di misure di efficienza energetica o gestione della domanda di elettricità da avviare anche sulla base degli esiti dello scenario.

Con riferimento al Piano di Sviluppo, il decreto stabilisce che:

- "Terna Spa predispose, entro il 31 gennaio di ciascun anno, il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, basato sulla domanda e offerta esistenti e previste. Il Ministro dello sviluppo economico, acquisito il parere delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma", rilasciato entro il termine previsto dalla normativa in materia di VAS, ovvero entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento del Piano nel caso di mancato avvio della procedura VAS, approva il Piano "tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas", che secondo propri regolamenti effettua una consultazione pubblica "di cui rende pubblici i risultati".
- "Il Piano individua 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 investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica".
- "L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas controlla e valuta l'attuazione del Piano e, nel caso in cui Terna non realizzi un investimento in base al Piano decennale di sviluppo della rete che sarebbe dovuto essere realizzato nel triennio successivo, provvede ad imporre alla società di realizzare gli investimenti, a meno che la mancata realizzazione non sia determinata da motivi indipendenti dal controllo della società stessa. Restano ferme le disposizioni in materia di verifica, inadempimenti e sanzioni previste nella convenzione tra il Ministero dello sviluppo economico e Terna Spa per la disciplina della

concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica".

Piano di azione nazionale PAN per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE del 30 giugno 2010

Il Piano è stato redatto in attuazione della nuova direttiva (2009/28/CE) e della decisione della Commissione del 30 giugno 2009 sulle fonti rinnovabili per il raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali.

Il Piano illustra la strategia nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e disegna le principali linee d'azione per il perseguimento degli obiettivi strategici.

Il Piano descrive l'insieme delle misure necessarie per raggiungere gli obiettivi, prevedendo di intervenire sul quadro esistente dei meccanismi di incentivazione – quali, per esempio, i certificati verdi, il conto energia, i certificati bianchi, l'agevolazione fiscale per gli edifici, l'obbligo della quota di biocarburanti – per incrementare la quota di energia prodotta rendendo più efficienti gli strumenti di sostegno, in modo da evitare una crescita parallela della produzione e degli oneri di incentivazione, che ricadono sui consumatori finali, famiglie ed imprese.

È inoltre prevista dal Piano l'adozione di ulteriori misure, in particolare per favorire i procedimenti autorizzativi, lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione al fine di un utilizzo intensivo ed intelligente del potenziale rinnovabile.

Il monitoraggio complessivo statistico, tecnico, economico, ambientale e delle ricadute industriali connesse allo sviluppo del Piano di azione è effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali con il supporto operativo del GSE – Gestore dei Servizi Energetici.

PAEE 2011 (Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica)

Tale documento è adottato ai sensi dell'articolo 14 della direttiva 2006/32, che prevede la trasmissione alla Commissione di un primo piano entro il 30 giugno 2007, di un secondo piano entro il 30 giugno 2011 e di un terzo piano entro il 30 giugno 2014.

Relativamente alle attività di Terna, il PAEE sottolinea la necessità di continuare nello sforzo di sviluppo e potenziamento della rete di

trasmissione nazionale, in primo luogo “per superare i “colli di bottiglia” presenti nella rete italiana, che limitano lo sfruttamento dell’energia prodotta dagli impianti più economici e la creazione di un unico mercato dell’energia, visto anche la prospettiva di possibili nuovi impieghi del vettore elettrico in settori quali il riscaldamento/climatizzazione (diffusione delle pompe di calore) e il trasporto (auto elettrica), ove oggi l’uso dell’elettricità è marginale. Non meno necessari appaiono gli interventi di potenziamento della rete di trasmissione per connettere i parchi eolici nel Centro Sud e nelle Isole e per garantire la collocazione dell’energia generata senza creare congestioni.

Decreto 15 marzo 2012- “Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. Burden Sharing).”

Il decreto “*definisce e quantifica gli obiettivi intermedi e finali che ciascuna regione e provincia autonoma deve conseguire ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia*”.

SEN- Strategia Energetica Nazionale

Con il decreto interministeriale dell’8 marzo 2013, il Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell’Ambiente ha approvato la Strategia Energetica Nazionale. La SEN definisce le linee di sviluppo del settore energetico, quale elemento chiave per la crescita economica sostenibile del Paese. Il documento individua 5 sotto-settori/aree di intervento:

- consumo di energia;
- infrastruttura e mercato energia;
- infrastruttura e mercato del gas;
- raffinazione e distribuzione dei prodotti petroliferi;
- ricerca ed estrazione di petrolio e gas.

Trasversale a tali aree tematiche vi è l’area della Governance che riguarda i processi di regolazione normativa, amministrativa e delle autorizzazioni.

In termini temporali la SEN si focalizza sull’orizzonte di medio-lungo termine al 2020, ma vengono date indicazioni anche per il lungo-lunghissimo termine 2030-2050.

Gli obiettivi della SEN sono quattro:

- ridurre il gap di costo dell’energia per consumatori e imprese, allineandoli alle medie Ue;
- migliorare la sicurezza e ridurre la dipendenza dell’import dall’estero, specie nel gas;
- raggiungere e superare gli obiettivi ambientali del Pacchetto europeo Clima-Energia 2020;
- favorire la crescita economica sostenibile.

Vengono poi individuate le 7 priorità per raggiungere gli obiettivi:

- la promozione dell’efficienza energetica;
- lo sviluppo di un mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo;
- lo sviluppo sostenibile delle Fonti energetiche rinnovabili;
- la produzione sostenibile degli idrocarburi;
- lo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico;
- la ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti;
- la modernizzazione del sistema di governance nel rapporto Stato, Regioni, enti locali.

In particolare, per quanto riguarda il potenziamento delle infrastrutture e del mercato elettrico vengono individuati alcuni obiettivi tra i quali: allineare prezzi e costi dell’energia al livello europeo, assicurare la piena integrazione nel mercato europeo e sviluppare un mercato libero ed integrato con la produzione rinnovabile.

A tal riguardo:

- per ridurre il differenziale prezzo, si punterà allo sviluppo della rete per ridurre le congestioni e sfruttare a pieno le capacità produttive più efficienti ed alla revisione degli oneri e delle agevolazioni oggi previste;
- per la piena integrazione europea, sarà necessario definire codici di rete europei e nuove linee guida per l’allocazione della capacità di trasporto trans-frontaliera, armonizzare le procedure per favorire il market coupling, incrementare la capacità di interconnessione trans-frontaliera;
- per l’integrazione delle rinnovabili saranno necessarie azioni progressive:
 - in maniera preventiva, sui nuovi impianti è necessario identificare le aree critiche, limitando la potenza

incentivabile ed adottando specifiche prescrizioni di funzionamento. In particolare, si rende necessario prevedere meccanismi di monitoraggio e sviluppare una maggiore capacità previsionale dell'accesso di ulteriore capacità in rete, istituendo un Sistema informatico di collegamento tra gestori di rete, GSE e soggetti istituzionali, nonché la partecipazione dei gestori di rete ai procedimenti di autorizzazione degli impianti di maggiori dimensioni;

- nel breve termine, ricorrere in modo mirato all'ottimizzazione delle importazioni e/o alla produzione rinnovabile in caso di overflow, prevedendo adeguati meccanismi di controllo;
- nel medio termine, rafforzare le linee di trasporto e distribuzione nelle aree a più alta concentrazione di generazione rinnovabile;
- nel lungo termine, sviluppare le smart grid e i sistemi di accumulo.

Per quanto riguarda, invece, lo sviluppo sostenibile delle FER, i principali obiettivi sono il superamento dei target europei 2020, la sostenibilità economica del settore con un allineamento degli incentivi a livello europeo, una preferenza delle tecnologie che impattano le filiere italiane. In termini quantitativi ci si propone di raggiungere al 2020 il 20% dei consumi finali coperti dalle fonti rinnovabili (per settore: elettrico al 38%, termico al 17% e trasporti al 10%).

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 individua:

- 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-grid;

- lo sviluppo delle energie rinnovabili in Nord Africa e nei Balcani, sfruttando la posizione strategica del paese per assumere un ruolo centrale nell'esportazione dell'energia.

Opere prioritarie per le quali è resa possibile l'utilizzazione degli strumenti previsti dalla Legge 443/2001 (c.d. Legge Obiettivo)

Nella realizzazione di grandi opere infrastrutturali, un aspetto critico è rappresentato dalla incertezza dei tempi necessari ad espletare le procedure di autorizzazione, sia a livello nazionale che locale. Affinché gli interventi di rilevanza strategica per il Paese possano essere realizzati nei tempi previsti e possano avere la massima efficacia, è assolutamente necessario che le autorizzazioni vengano rilasciate in tempi definiti e certi.

Tale necessità è stata recepita dalla Legge n.443/01, detta "Legge obiettivo", ed in particolare dalle disposizioni attuative contenute nel D.lgs. n.163/06, che ha abrogato il precedente D.lgs. n. 190/02.

L'intero procedimento autorizzativo, coordinato dal Ministero delle Infrastrutture, prevede l'approvazione finale da parte del CIPE e si conclude entro 190 giorni dalla presentazione del progetto (art. 179 del D.lgs. n. 163/06).

La Legge Obiettivo ha previsto che l'individuazione delle opere definite "strategiche e di preminente interesse nazionale" sia operata, di intesa con le singole Regioni interessate, a mezzo di un Programma aggiornato annualmente da inserire nel Documento di Programmazione Economica e Finanziaria, predisposto da Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti previo parere del CIPE ed intesa della Conferenza Unificata Stato – Regioni – Autonomie locali. La programmazione delle infrastrutture si inserisce così, nell'ambito dell'intero documento di programmazione economico finanziario nazionale.

Decreto Legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con legge 27 ottobre 2003, n. 290 di riordino del settore energetico

Con riferimento alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica, la legge stabilisce che, trattandosi di attività di preminente interesse statale, sono soggette a un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del

Territorio e del Mare e previa intesa con la Regione o le Regioni interessate, “la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tali infrastrutture in conformità al progetto approvato”.

Nell'ambito del procedimento unico, ove richiesto dal D.lgs. 152/06 (Norme in materia ambientale), si svolge la valutazione di impatto ambientale.

“L'autorizzazione comprende la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell'opera, l'eventuale dichiarazione di inamovibilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi, conformemente al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità. Qualora le opere comportino variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica”.

Legge 23 luglio 2009, n. 99 recante disposizioni per lo sviluppo

La legge interviene in tema di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale introducendo semplificazioni procedurali, tra cui:

- a) l'assoggettamento a Denuncia di inizio attività (DIA) per:
- le varianti di lunghezza fino a 1.500 metri che utilizzino il medesimo tracciato della linea esistente o che se ne discostino massimo fino a 40 metri lineari;
 - le varianti all'interno delle stazioni elettriche che non comportino aumenti della cubatura degli edifici, ovvero, ai sensi di quanto previsto dalla successiva legge 22 marzo 2010, n. 41, che comportino aumenti di cubatura strettamente necessari alla collocazione di apparecchiature o impianti tecnologici al servizio delle stazioni stesse, comunque non superiori del 20 per cento le cubature esistenti all'interno della stazione elettrica;
 - le varianti da apportare a progetto definitivo approvato, sia in sede di redazione del progetto esecutivo sia in fase di realizzazione delle opere, ove non assumano rilievo localizzativo.

Tali interventi sono realizzabili a condizione che non siano in contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti e rispettino le norme in

materia di elettromagnetismo e di progettazione, costruzione ed esercizio di linee elettriche nonché le norme tecniche per le costruzioni.

- b) una disciplina, da attivare in caso di mancato raggiungimento dell'intesa con le regioni interessate, che prevede il ricorso ad un comitato interistituzionale composto pariteticamente da rappresentanti ministeriali e regionali per il rilascio dell'intesa.
- c) l'esclusione dell'autorizzazione per le attività di manutenzione su elettrodotti esistenti, quali riparazione, rimozione e sostituzione di componenti di linea, a titolo esemplificativo: sostegni, conduttori, funi di guardia, etc. con elementi di caratteristiche analoghe, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche.

La legge introduce inoltre la tipologia di interconnector finanziati da clienti finali, titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW. Detti soggetti sono ammessi a partecipare alle gare di selezione per il finanziamento di linee di interconnessione individuate, realizzate ed esercite, su mandato, da Terna. La misura porterà ad un incremento globale fino a 2.500 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, come da ultimo previsto dalla legge 22 marzo 2010, n. 41, di conversione del decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3.

Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010)

Le linee guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono state emanate in ottemperanza dell'art. 12, comma 10, del D.lgs. 387/03 in materia di fonti rinnovabili.

Il provvedimento è entrato in vigore il 3 ottobre 2010 e si applica ai procedimenti avviati dal 1° gennaio 2011.

Le linee guida prevedono che il proponente debba integrare l'istanza con la documentazione richiesta nelle linee guida. È stato precisato che tra le opere connesse, oggetto di autorizzazione unica ex D.lgs. 387/03, rientrano tutte le opere necessarie alla connessione indicate nel preventivo per la connessione, ovvero nella soluzione tecnica minima generale, predisposte dal gestore di rete ed esplicitamente accettate dal proponente, con l'esclusione dei nuovi elettrodotti o dei potenziamenti inseriti da Terna

nel Piano di Sviluppo, fatta eccezione per l'allegato connessioni.

Viene poi espressamente previsto che, tra i documenti che il proponente deve allegare alla richiesta di autorizzazione dell'impianto, vi sia, a pena di improcedibilità, il preventivo per la connessione, redatto dal gestore di rete ed esplicitamente accettato dal proponente, compresi tutti gli elaborati tecnici relativi al progetto degli impianti per la connessione.

E' poi prevista un'informativa alle Regioni interessate circa le soluzioni di connessione elaborate e accettate per impianti con potenza nominale non inferiore a 200 kW con cadenza quadrimestrale.

Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (Gazzetta Ufficiale del 28 marzo 2011, n.71)

Il decreto legislativo conferma il principio, già sancito dal decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, del procedimento unico per l'autorizzazione congiunta degli impianti e delle opere di connessione previste dal preventivo di connessione, anche se funzionali a più impianti (es. stazioni di raccolta).

Con riferimento alla sola realizzazione di "opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nei preventivi di connessione, richiedono l'autorizzazione", si prevede che l'autorizzazione sia conseguita a conclusione di un procedimento di competenza regionale. Le Regioni, nel disciplinare il procedimento di autorizzazione in parola, devono garantire il coordinamento tra i tempi di sviluppo delle reti e di sviluppo degli impianti di produzione e potranno delegare alle Province il rilascio delle autorizzazioni.

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione prevede in apposite sezioni le opere funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nelle soluzioni di connessione, nonché gli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio. Questi ultimi interventi comprendono anche i sistemi di accumulo finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo dell'energia e le altre opere utili al dispacciamento dell'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili previste dalle sezioni del Piano di sviluppo sopra descritte, si prevede che l'Autorità assicuri una remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle suddette opere "che tenga adeguatamente conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle medesime opere, anche con riferimento differenziato a ciascuna zona del mercato elettrico e alle diverse tecnologie di accumulo".

Le imprese distributrici di energia elettrica sono chiamate a elaborare ogni anno un piano di sviluppo della loro rete, secondo modalità individuate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in coordinamento con Terna e in coerenza con i contenuti del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. I piani devono indicare i principali interventi e i relativi tempi di realizzazione.

Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, Norme in materia ambientale.

Nell'ambito del procedimento unico di autorizzazione dei progetti delle opere della rete di trasmissione nazionale, il d.lgs. 152/06, come da ultimo modificato con decreto legge 179/12, prevede che il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare abbia competenza esclusiva a svolgere la valutazione di impatto ambientale di tutti gli elettrodotti aerei della rete di trasmissione nazionale con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 10 km e degli elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 km, e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato. Il Ministero svolge inoltre la verifica di assoggettabilità a VIA degli elettrodotti aerei con tensione superiore a 100 kV di lunghezza superiore a 3 km.

Con le modifiche recate al d.lgs. 152/06 dal D.lgs. 128/2010 ("Decreto legislativo di riforma del codice ambiente") è stata inserita una disposizione che precisa che la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) non è necessaria per le modifiche ai piani territoriali "conseguenti a provvedimenti di autorizzazione di opere singole che hanno per legge l'effetto di variante ai suddetti piani e programmi". Pertanto, le autorizzazioni degli interventi relativi alla rete elettrica di trasmissione nazionale che determinano varianti dei piani regolatori degli

enti locali non costituiscono modifiche ai piani urbanistici sulle quali occorra preventivamente svolgere la VAS.

È stato precisato che l'autorità procedente per l'autorizzazione o l'adozione del piano (nel caso del Piano di sviluppo della rete, il Ministero dello Sviluppo Economico), in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, provvede, prima dell'approvazione del Piano, "tenendo conto delle risultanze del parere VAS e dei risultati delle consultazioni transfrontaliere", alle opportune revisioni del piano o programma.

Sempre con riferimento alla procedura VAS, l'art.23 del decreto legge del 24 gennaio 2012 n.1, "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", prevede che il Piano venga sottoposto annualmente alla verifica di assoggettabilità a procedura VAS di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e che sia comunque sottoposto a procedura VAS ogni tre anni.

1.2 Regolamentazione a livello europeo

Regolamento CE n. 713/2009 che istituisce l'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia.

Il regolamento CE n. 713/2009 istituisce l'ACER, l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici i cui compiti riguardano sia la cooperazione dei Gestori di rete che delle autorità di regolazione nazionali così come la regolazione delle condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere e le attività di monitoraggio dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas.

Regolamento (CE) n. 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento CE n. 1228/2003

A partire dal 3 marzo 2011 si applicano il regolamento CE n. 714/2009 e il regolamento CE n. 713/2009 che, con le direttive elettricità e gas, completano il quadro di attuazione del c.d "terzo pacchetto energia" di liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas.

I regolamenti intervengono nel settore elettrico in particolare nelle materie di regolazione, sviluppo e pianificazione delle questioni transfrontaliere e assegnano ruoli e responsabilità obbligatori alla cooperazione dei Gestori di rete dei sistemi di trasmissione, nell'ambito dell'ENTSO-E, la rete europea dei gestori di rete, e alla cooperazione delle Autorità

nazionali di regolazione nell'ambito dell'ACER, l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici.

Il regolamento CE n. 714/2009 dispone in capo ai Gestori di rete dei sistemi di trasmissione l'obbligo di cooperare a livello comunitario nell'ambito dell'ENTSO-E, che ha, tra gli altri compiti in esso previsti, quello di adottare i codici di rete europei e ogni due anni un piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario. Inoltre i Gestori di rete sono inoltre tenuti a instaurare nell'ambito dell'ENTSO-E una cooperazione regionale per contribuire alle suddette attività e per adottare ogni due anni un piano regionale degli investimenti.

Il regolamento stabilisce che i codici europei sono adottati da ENTSO-E in conformità con gli orientamenti quadro dell'ACER e in base alle priorità annuali definite dalla Commissione Europea, e dispone che, al termine del processo di adozione, che comprende la consultazione pubblica degli operatori, siano presentati dalla Commissione Europea al Comitato degli Stati membri per l'adozione vincolante a livello nazionale.

Il piano di sviluppo della rete a livello comunitario, comprensivo degli scenari sull'adeguatezza delle capacità di produzione europea per un periodo tra 5 e 15 anni, si basa sui piani di investimento nazionali, tiene conto dei piani regionali degli investimenti e degli orientamenti comunitari per lo sviluppo delle reti trans europee nel settore dell'energia. Esso individua in particolare le esigenze di investimento per l'aumento della capacità transfrontaliera e gli ostacoli derivanti da procedure o prassi di approvazione diverse a livello nazionale. Così come stabilito nella direttiva n. 72/2009 le autorità nazionali di regolazione verificano la conformità dei piani di sviluppo nazionali con il piano di sviluppo adottato a livello europeo. L'ACER rilascia un parere sui piani decennali di sviluppo a livello nazionale per valutarne la loro conformità con il piano di sviluppo di ENTSO-E e, in caso di difformità, può raccomandare modifiche ai suddetti piani.

Direttiva 2012/27/UE del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE

Il 14 novembre 2012 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'UE la direttiva sull'efficienza energetica (che abroga le direttive 2004/87CE e 2006/32/CE) che stabilisce il quadro

di regolamentazione comune e i requisiti minimi che gli Stati Membri devono rispettare per realizzare entro il 2020 un risparmio di energia primaria pari al 20% e per ulteriori miglioramenti oltre tale data.

La direttiva stabilisce un quadro comunque di interventi in materia di efficienza energetica e demanda agli Stati Membri il compito di stabilire un obiettivo nazionale di efficienza energetica (espresso sotto forma di livello assoluto di consumo di energia primaria al 2020) e un programma che tenga conto dell'obiettivo UE di risparmio energetico del 20% al 2020 (che equivale ad un risparmio di 368 Mtoe nel 2020 rispetto ai livelli del 2007). Entro il 30 giugno 2014 la Commissione Europea valuterà il livello di conseguimento dell'obiettivo comunitario e, nel caso, proporrà obiettivi nazionali giuridicamente vincolanti per il suo raggiungimento entro il 2020.

Di seguito si segnalano le misure di efficienza energetica che riguardano in particolare il settore della trasmissione di energia elettrica e si sostanziano in obblighi di efficienza energetica imposti alle Autorità di Regolamentazione nazionali per la regolamentazione delle infrastrutture di rete, compresi i sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica e le tariffe di rete, e per il dispacciamento e la connessione degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Le suddette misure sono contenute nell'articolo 12 (trasmissione e distribuzione di energia), nell'allegato XI (criteri di efficienza energetica per la regolamentazione delle reti e per le tariffe fissate e approvate dall'autorità di regolamentazione) e nell'allegato XII (requisiti di efficienza energetica per i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione).

In materia di regolamentazione delle reti di trasmissione e distribuzione e di tariffe di rete, l'articolo 12 (commi da 1 a 4) impone obblighi agli Stati Membri affinché:

- le autorità nazionali di regolazione tengano conto dell'efficienza energetica nelle decisioni che riguardano il funzionamento delle infrastrutture elettriche e del gas. In particolare si prevede che la regolamentazione e le tariffe di rete, tenendo conto dei costi e benefici di ogni misura, devono incoraggiare gli operatori di rete ad offrire agli utenti servizi di rete che consentano agli stessi di migliorare l'efficienza energetica nel quadro dello sviluppo delle reti intelligenti (o smart grids);

- nella regolamentazione delle reti e delle tariffe di rete siano soddisfatti i criteri di efficienza energetica definiti nell'allegato XI, tenendo conto degli orientamenti e dei codici di rete europei (definiti in ambito ENTSO-E e ACER per il settore elettrico) ai sensi del Regolamento CE n.714/2009. La regolamentazione e le tariffe di rete devono consentire agli operatori di rete di offrire servizi e tariffe di sistema nell'ambito di misure di risposta e gestione della domanda e di generazione distribuita sui mercati organizzati dell'elettricità e in particolare:

- lo spostamento del carico da parte dei clienti finali dalle ore di punta alle ore non di punta, tenendo conto della disponibilità di energia rinnovabile, di energia da cogenerazione e di generazione distribuita;
- i risparmi di energia ottenuti grazie alla gestione della domanda di clienti decentralizzati da parte degli aggregatori di energia;
- la riduzione della domanda grazie a misure di efficienza energetica adottate dai fornitori di servizi energetici, comprese le società di servizi energetici;
- la connessione e il dispacciamento di fonti di generazione a livelli di tensione più ridotti;
- la connessione di fonti di generazione da siti più vicini ai luoghi di consumo;
- infine lo stoccaggio dell'energia.

Entro il 30 giugno 2015 devono essere adottati a livello nazionale piani che valutano i potenziali di efficienza energetica delle infrastrutture di rete (compresa l'infrastruttura elettrica di trasmissione, di distribuzione, la gestione del carico, l'interoperabilità e la connessione degli impianti di produzione) e che individuano le misure concrete e gli investimenti per introdurre nelle reti miglioramenti di efficienza energetica vantaggiosi sotto il profilo costi e benefici.

Al fine di favorire la cogenerazione ad alto rendimento, l'articolo 12 (commi da 5 a 7) dispone in capo agli Stati Membri specifici obblighi di regolamentazione e l'allegato XII individua i requisiti di efficienza energetica per i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione tra i quali rilevano l'obbligo di imporre ai Gestori di rete dei sistemi di trasmissione e distribuzione di garantire la trasmissione e la distribuzione di elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento compreso l'accesso prioritario alle

reti e il dispacciamento prioritario. Si prevede inoltre che gli impianti di cogenerazione possano offrire servizi di bilanciamento e altri servizi di rete attraverso sistemi e procedure di offerta trasparente.

La possibilità che i gestori di rete incoraggino, riducendo i costi di connessione e di uso del sistema, la scelta di ubicazione degli impianti di cogenerazione in prossimità delle zone in cui si registra una domanda.

Pacchetto per le Infrastrutture Energetiche Europee: Regolamento n. 347/ 2013 del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee che abroga la decisione n.1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (Ce) n. 713/2009, (Ce) n. 714/2009 e (Ce) n. 715/2009

Il regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee, che abroga la decisione n. 1364/2006, stabilisce i nuovi orientamenti comunitari per lo sviluppo e l'interoperabilità di corridoi energetici infrastrutturali prioritari e abroga a partire dal 1 gennaio 2014 gli orientamenti vigenti in materia di reti trans-europee nel settore dell'energia (TEN-E) e del quadro di finanziamento. Il Regolamento stabilisce le regole di individuazione dei progetti di interesse comune e prevede 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. Esso determina inoltre i principi di ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'UE prevista a partire dal 2014 nell'ambito del nuovo meccanismo per finanziare i progetti infrastrutturali nel settore dell'energia, dei trasporti e delle telecomunicazioni denominato: "meccanismo di collegamento per l'Europa" (CEF: "*Connecting Europe Facility*") regolamentato nell'ambito di una separata proposta di regolamento, nei limiti di 9,1 Mld di euro per le infrastrutture energetiche stanziato nel bilancio comunitario 2014-2020.

Il regolamento individua 12 corridoi e aree prioritarie in campo energetico da sviluppare a livello europeo (4 corridoi per il settore dell'energia elettrica, 4 per il settore del gas, 1 in materia di smart grids, 1 in materia di autostrade dell'energia, 1 in materia di CCS e uno in materia di petrolio) e stabilisce la procedura per l'identificazione dei progetti di interesse comune a tal fine necessari. Essa si applica alle seguenti infrastrutture di energia elettrica:

- linee di trasmissione aeree ad alta tensione (superiori a 220 kV);
- cavi sottomarini o interrati (superiore a 150 kV);
- qualunque apparecchiatura per il trasporto di energia sulle reti ad alta e altissima tensione al fine di connettere RES o Storage in uno o più stati Membri o paesi Terzi (autostrade dell'elettricità);
- impianti di stoccaggio di elettricità, utilizzati per immagazzinare elettricità in maniera permanente o temporanea in un'infrastruttura o in siti a condizione che siano collegate a linee di trasmissione ad alta tensione;
- apparecchiature di telecomunicazione e sistemi di monitoraggio, protezione e controllo del sistema elettrico.

Sulla base di tale Regolamento la Commissione Europea ha predisposto il primo elenco dei progetti di interesse comune, che sarà aggiornato ogni due anni, che diventerà parte integrante dei Piani di Investimento Regionali adottati in ambito ENTSO-E e dei Piani di Sviluppo Nazionali, affinché venga data a questi progetti priorità di attuazione a livello nazionale.

Il Regolamento interviene inoltre in materia di incentivi agli investimenti di sviluppo con l'obbligo per l'ENTSO-E di adottare una metodologia di analisi costi benefici armonizzata a livello europeo insieme con il modello integrato di rete e di mercato alla base piano di sviluppo della rete a livello comunitario, sottoposta al parere dell'ACER e approvata dalla Commissione Europea. Sulla base di questa metodologia di analisi si prevede che le autorità nazionali di regolazione possano decidere di concedere incentivi ai progetti di interconnessione esposti a rischi più elevati sulla base di orientamenti comunitari che saranno pubblicati dall'ACER entro il 31 dicembre 2013.

I progetti di interesse comune saranno ammissibili al sostegno finanziario dell'UE sotto forma di contributi a fondo perduto per studi e di strumenti finanziari che saranno definiti nell'ambito della proposta di regolamento che istituisce un nuovo meccanismo per collegare l'Europa.

Regolamento Connecting Europe facility "CEF" n.1316/2013 e Quadro Finanziario Pluriennale 2014-2020.

Il Regolamento reca il Meccanismo di collegamento per l'Europa (Regolamento CEF), che definisce le modalità e gli strumenti per

l'assistenza finanziaria dell'UE alle infrastrutture prioritarie per l'UE nel settore dei trasporti, energia e telecomunicazioni per il periodo 2014-2020. La dotazione finanziaria complessiva prevista del programma CEF è di circa 29.3 miliardi di €. Il budget totale per il settore energia è di circa 5.12 miliardi di €.

L'adozione della Proposta di Regolamento è contestuale e correlata all'adozione del nuovo Quadro Finanziario Pluriennale (QFP) per il periodo 2014-2020.

Il Progetti individuati quali Progetti di Interesse Comune (PIC) potranno essere elegibili per i finanziamenti previsti dal CEF.

Proposta di modifica della Direttiva 2001/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (VIA).

Il provvedimento, presentato dalla Commissione UE il 26 ottobre 2012, riguarda la valutazione di impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati ed è finalizzato a porre rimedio ad alcune carenze rilevate nell'applicazione della Direttiva, in particolare riguardo a: la procedura di assoggettabilità-screening; le informazioni contenute nella relazione di VIA; incoerenze con altri atti legislativi europei.

Tra le modifiche più rilevanti della proposta è quella di comprendere nella definizione di progetto le "demolizioni" e le modifiche riguardanti il rapporto ambientale (dettaglio informazioni, predisposizione dello stesso da parte di esperti accreditati, consultazione con il pubblico etc).

L'adozione della Proposta di modifica della Direttiva VIA è prevista per l'inizio del 2014.

Pacchetto di misure della Commissione UE tra le quali la Comunicazione "Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica sfruttando al massimo l'intervento pubblico"

E' stata presentata il 5 novembre 2013 dalla Commissione UE una Comunicazione "Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica sfruttando al massimo l'intervento pubblico" accompagnata da un pacchetto di documenti in materia di intervento pubblico nei mercati energetici tra i quali il documento sull'adeguatezza della generazione, una analisi sui sistemi di sostegno alle energie rinnovabili, e un documento contenente misure di flessibilità della domanda.

Obiettivo del pacchetto di misure è fornire alcuni principi e linee guida per valutare l'intervento

statale in materia di meccanismi di capacità e di sostegno alle fonti rinnovabili.

Il regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia "REMIT"

Il regolamento REMIT entrato in vigore il 28 dicembre 2011, stabilisce regole rigorose sul commercio dell'energia all'ingrosso. L'obiettivo principale del regolamento è impedire l'uso di informazioni privilegiate e altre forme di abusi di mercato che alterano i prezzi dell'energia all'ingrosso e fanno sì che le imprese e i consumatori finiscano con il pagare più del dovuto l'energia che consumano.

Per garantire trasparenza ed un equo accesso alle informazioni, il Regolamento impone agli operatori di mercato di comunicare al pubblico le informazioni privilegiate di cui dispongono in relazione alle imprese o agli stabilimenti che l'operatore di mercato interessato, l'impresa madre o un'impresa collegata possiede o controlla

All'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia ("ACER"), è attribuito il compito di eseguire un monitoraggio indipendente di tutte le operazioni nel mercato dell'energia all'ingrosso e un controllo del rispetto delle regole.

1.3 Atti normativi emanati nel corso del 2013

Decreto Legge 4 Giugno 2013 n.63, convertito con legge 3 agosto 2013, n. 90: Disposizioni urgenti sulla prestazione energetica nell'edilizia e altre interventi per la coesione sociale

Il presente decreto introduce nuove misure in tema di efficienza energetica. Istituisce presso il GSE una banca dati nazionale in cui confluiscono i flussi di dati relativi ai soggetti beneficiari degli incentivi erogati dal GSE e quelli acquisiti da altre amministrazioni pubbliche autorizzate ad erogare incentivi o sostegni finanziari per attività connesse ai settori dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito con legge 9 agosto 2013, n. 98, Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia"

Il decreto prevede modifiche al rilascio delle autorizzazioni paesaggistiche ai sensi del d.lgs. 42/04 (tra cui la riduzione del termine per l'espressione del parere del soprintendente da 90 a 45 giorni se è già stata verificata la coerenza tra

strumenti urbanistici e prescrizioni paesaggistiche) e un indennizzo in caso di ritardo nella conclusione dei procedimenti amministrativi a favore dell'istante.

Decreto Ministeriale 19 dicembre 2013- "recante modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2014"

Il decreto determina le modalità e i criteri per l'importazione di energia elettrica per l'anno 2014 sulla rete di trasmissione nazionale.

Legge n. 147 del 27 dicembre 2013 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di stabilità 2014)

La legge di stabilità interviene in materia di Capacity Payment, prevedendo che il Ministro dello sviluppo economico definisca entro 90 giorni dall'entrata in vigore della legge (ossia dal 1° gennaio 2014), su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell'Ambiente, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, nell'ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell'evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379. Nelle more dell'implementazione della nuova disciplina, continua ad applicarsi la disciplina vigente. Viene, inoltre, abrogata la norma approvata con d.l. 83/12 che prevedeva la definizione, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, delle modalità per la selezione, previa analisi dei fabbisogni del sistema elettrico effettuata su base territoriale dal gestore della rete e in base alle diverse offerte formulate dagli impianti stessi, nonché per la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati.

Decreto Legge 145/2013 (c.d. Destinazione Italia).

L'AEEG è delegata a provvedere all'aggiornamento, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto (ossia dal 24 dicembre 2014) dei "criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato". A decorrere

dal 1° gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti definiti dall'AEEG per gli impianti che accedono al regime del ritiro dedicato "sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta".

Infine, il decreto contiene una norma che consente ai titolari degli impianti da fonti rinnovabili che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe omnicomprendenti ovvero tariffe premio i titolari, in alternativa:

- di continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti;
- di optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante su un periodo di tempo più lungo (il periodo residuo di incentivazione è incrementato di 7 anni) con l'applicazione di un incentivo ridotto di una percentuale specifica definita con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente su parere AEEG, da adottare entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto (ossia dal 24 dicembre 2014). L'opzione deve essere esercitata entro i 90 giorni successivi all'adozione del decreto. La riduzione viene differenziata in ragione del residuo periodo di incentivazione.

Decreto del Ministro dello Sviluppo economico 27 dicembre 2013, recante approvazione di modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico

Con il decreto sono approvate le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico trasmesse dal Gestore del mercato elettrico S.p.A. al Ministro dello sviluppo economico in data 25 febbraio 2013 e 6 giugno 2013, in materia di garanzie finanziarie degli operatori, impugnazione del diniego di ammissione al mercato e certificati verdi.

1.4 Delibere AEEG emanate nel corso del 2013

Delibera 28/2013/R/eel: Monitoraggio delle indisponibilità degli elementi costituenti la rete di trasmissione nazionale

Con tale delibera l'Autorità detta le modalità per il monitoraggio delle indisponibilità degli elementi facenti parte della rete di trasmissione nazionale.

In particolare l'Autorità:

- in coerenza con il Codice di rete, adotta la definizione di "indisponibilità" come *"stato nel quale un elemento della RTN è fuori servizio e non è utilizzabile da parte di Terna per l'attività di trasmissione"*. In tale contesto, inoltre, l'Autorità specifica i parametri che caratterizzano le indisponibilità programmate rispetto a quelle non programmate;
- classifica le possibili cause di indisponibilità;
- nella prospettiva di introdurre possibili modelli di regolazione di tipo output based, classifica le conseguenze delle singole indisponibilità sul sistema elettrico e ne prevede apposita registrazione al fine di valutarne successivamente le ripercussioni in termini di costi, affidabilità e sicurezza;
- introduce e definisce specifici indicatori, finalizzati a fornire informazioni sulla efficienza ed efficacia di Terna nel programmare le attività di manutenzione e sulla tempestività nel riparare gli elementi costituenti la RTN, e che, conseguentemente, riflettono l'effettivo stato di affidabilità e sicurezza del servizio di trasmissione.

La delibera prevede inoltre obblighi in capo a Terna, secondo specifiche tempistiche, afferenti la registrazione, la comunicazione all'Autorità e la pubblicazione dei dati afferenti le indisponibilità.

Delibera 40/2013/R/eel: Individuazione degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e delle relative date obiettivo e milestone

Attraverso tale delibera l'Autorità ha individuato:

- gli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale, che sono inclusi nella tipologia I3 e accedono al meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti e al meccanismo di penalità di cui all'art. 25.1 del TIT;

- le relative milestone per il periodo 2012-2015 nonché le date obiettivo degli interventi.

Gli interventi di sviluppo della RTN strategici comprendono - tra gli altri - anche l'intervento di interconnessione Italia-Balcani.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre precisato alcuni aspetti relativi al meccanismo di accelerazione degli investimenti di sviluppo previsto dalla del. ARG/elt 199/11.

La delibera, infine, prevede che Terna entro il 30 giugno 2013, metta a disposizione dell'Autorità un sistema informatico per il monitoraggio dello stato di avanzamento degli interventi di sviluppo I3, del raggiungimento delle relative milestone e dei costi sostenuti.

Determinazione 6/2013: Modalità di comunicazione dello stato di raggiungimento delle date obiettivo e delle milestone degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Con tale determinazione l'Autorità si ricollega alla precedente Delibera 40/2013/R/eel e dispone che la trasmissione delle informazioni sullo stato di avanzamento degli interventi strategici di sviluppo della RTN che accedono al trattamento incentivante I3 (stato di raggiungimento delle milestone e degli interventi, relativi costi e documentazione comprovante il loro conseguimento) avvenga per mezzo del sistema informatico di monitoraggio appositamente predisposto da Terna in attuazione della Delibera 40/2013/R/eel.

Delibera 469/2013/R/eel: Accertamento dello stato di raggiungimento delle milestone degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativi al primo semestre dell'anno 2013

Con tale delibera l'Autorità:

- accerta lo stato di raggiungimento delle *milestone* previste per il primo semestre dell'anno 2013 e il superamento della soglia del 70% del valore convenzionale complessivo delle *milestone* previste per il medesimo semestre;
- riconosce al gestore del sistema di trasmissione l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso afferenti agli investimenti I3 esistenti al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2012, a valere sulle tariffe di trasmissione relative all'anno 2014, fatte salve le decisioni che saranno

adottate in esito al supplemento istruttorio disposto con deliberazione 565/2012/R/EEL in relazione all'intervento di interconnessione Italia-Balcani ancora in corso.

Delibere 46/2013/R/eel e 483/2013/R/eel: Verifica di conformità di proposte di modifica del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete

Con tali provvedimenti, l'Autorità ha verificato positivamente le modifiche del Codice di Rete proposte da Terna. In particolare, con la delibera 46/2013/R/eel l'Autorità ha approvato le modifiche in materia di articolazione delle offerte nel MSD, tra cui l'estensione dell'offerta di accensione agli impianti turbogas, l'introduzione di offerta di cambio assetto e di alcuni dati tecnici e la modifica all'algoritmo di calcolo del corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di accensione. L'Autorità ha altresì stabilito che Terna provveda a modificare il Codice di Rete, al fine di consentire la definizione dei dati tecnici delle unità abilitate e la gestione delle variazioni dei medesimi dati.

Le successive modifiche al Codice di rete, trasmesse da Terna in esito alla consultazione degli operatori interessati, comprensive altresì della proposta relativa alla regolazione primaria di cui alla delibera 231/2013/R/eel, sono state positivamente verificate dall'Autorità con delibera 483/2013/R/eel.

Delibera 69/2013/R/eel: Disposizioni sul servizio di riduzione dei prelievi elettrici

Con tale provvedimento, l'Autorità ha modificato la disciplina del servizio di riduzione istantanea dei prelievi per il triennio 2013-2015 (c.d. superinterrompibilità), al fine di tener conto delle modifiche apportate all'articolo 34, comma 1 in sede di conversione in legge del decreto legge 179/10. Sulla base di tale previsione, l'Autorità ha stabilito che Terna proceda ad assegnare con cadenza mensile, anziché trimestrale come precedentemente previsto, la potenza che risulti a qualsiasi titolo non contrattualizzata per l'intero periodo compreso tra il primo mese utile successivo all'assegnazione e il 31 dicembre 2015. Alla luce di tale modifica, Terna è tenuta a trasmettere all'Autorità una nuova proposta di Regolamento e di contratto standard.

Delibera 165/2013/R/eel: Ricognizione delle Altre Reti Private Esistenti

Con tale delibera l'Autorità ha avviato una attività di ricognizione delle Altre reti private ovvero delle reti private diverse da:

- reti interne di utenza (RIU) individuate dalla stessa Autorità con deliberazione ARG/elt 52/10,
- cooperative storiche per le quali l'Autorità, con delibera ARG/elt 113/10 (TICOOP), ha già definito la regolazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, dispacciamento e vendita di energia elettrica,
- altre fattispecie riconducibili a sistemi semplificati caratterizzati da un unico punto di connessione, un unico produttore e un unico cliente finale.

In particolare, Terna e le imprese distributrici, sulla base delle informazioni fornite dai gestori di tali reti, sono tenute ad individuare tutte le Altre Reti Private che insistono in tutto o in parte nei rispettivi ambiti di concessione fornendo, con riferimento alle stesse, una serie di informazioni.

Delibera 231/2013/R/eel: Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza

Con tale provvedimento in materia di *"Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza"* l'Autorità ha:

- introdotto un meccanismo, basato sulla proposta inviata da Terna, che permetta di escludere dagli sbilanciamenti delle unità di produzione il contributo alla regolazione primaria delle stesse fornito attraverso la sua misurazione e la conseguente inclusione nel programma di immissione;
- previsto che Terna trasmetta all'Autorità, per la verifica di conformità, entro il 1 ottobre 2013 il Codice di Rete, e i relativi allegati tecnici, modificato e consultato per recepire il suddetto meccanismo;
- previsto l'implementazione del meccanismo, cui le unità di produzione possono accedere su base volontaria sostenendo gli oneri connessi (installazione apparecchiatura, certificazioni), entro il 1 aprile 2014.

A tal fine, Terna ha predisposto un nuovo Allegato al Codice di rete (Allegato A.73-specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza) che è stato positivamente verificato dall'Autorità, unitamente ad altre proposte di modifica del Codice di rete, con delibera 483/2013/R/eel.

Delibera 239/2013/R/eel: Intervento urgente in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento, in particolare per le isole maggiori

La delibera 239/2013 si colloca nel procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 197/2013, finalizzato alla regolazione della disciplina degli sbilanciamenti.

La delibera introduce le seguenti misure:

- **limiti di transito zonale:** dal 2 giugno 2013 per le Isole Maggiori e dal 1 luglio 2013 per le restanti zone, il calcolo deve tener conto di tutti i vincoli di esercizio in sicurezza del sistema elettrico, inclusa la possibilità che la generazione non comprimibile localizzata in una zona sia maggiore del carico della medesima zona;
- **segno zonale e prezzi di sbilanciamento:** dal 1 Giugno 2013 il calcolo esclude tutte le movimentazioni afferenti la potenza dichiarata essenziale per la risoluzione di vincoli a rete integra e per le quali l'operatore ha scelto la remunerazione in regime alternativo.

Delibera 243/2013/R/eel: Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Modifiche alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 84/2012/R/eel

Con tale provvedimento l'Autorità prosegue l'azione di adeguamento alle prescrizioni dell'allegato A.70 degli impianti di generazione distribuita già in esercizio alla data del 31 marzo 2012 estendendo l'azione di retrofit anche agli impianti di potenza fino a 50 kW connessi in media tensione e agli impianti di produzione connessi in bassa tensione.

In particolare la delibera prevede che i produttori debbano adeguarsi alla prescrizione che impone agli impianti di rimanere connessi alla rete all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz- 51 Hz :

- entro il 30 giugno 2014 per gli impianti di potenza superiore a 20 kW già connessi in BT alla data del 31 marzo 2012 e per gli impianti di potenza fino a 50 kW già connessi in MT alla medesima data;
- entro il 30 aprile 2015 per gli impianti connessi in BT di potenza superiore a 6 kW e inferiore a 20 kW

Inoltre, in caso di mancato adeguamento nei termini è confermata, anche per tali impianti, la

sospensione dell'erogazione dell'incentivo da parte del GSE. Al riguardo l'Autorità raccomanda al GSE, con riferimento ai servizi di scambio sul posto e di ritiro dedicato, di dare applicazione alle clausole delle relative convenzioni che prevedono la sospensione dell'efficacia delle medesime convenzioni in caso di inadempienza, fino all'avvenuto adeguamento degli impianti.

É prevista infine la possibilità che i distributori, a fronte di contesti particolari opportunamente documentati, possano richiedere a Terna, nella loro responsabilità, deroghe temporanee all'applicazione del provvedimento al ricorrere di determinate condizioni specificate nel provvedimento e sulla base dei medesimi principi di quelle eventualmente già adottate in base alla delibera 84/2012

Delibera 285/2013/R/eel: Nuove misure urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento

Con tale provvedimento l'Autorità sostituisce quanto previsto dalla delibera 239/2013 in merito alla disciplina degli sbilanciamenti ed introduce nuove modifiche alla remunerazione della manovra di accensione. In particolare:

- le modalità di calcolo e i limiti di transito non devono essere modificate secondo quanto previsto nella delibera 239/2013, e prezzi e segni di sbilanciamento sono calcolati secondo quanto indicato nella medesima delibera solo nel mese di giugno 2013. Infatti, a partire dal 1 luglio 2013 e limitatamente alle macrozone Sicilia e Sardegna, il calcolo del segno zonale è effettuato escludendo le movimentazioni MSD-ex ante; per le restanti macrozone, invece, il segno è calcolato considerando sia MSD ex ante sia MB;
- dal 1 luglio 2013 la remunerazione delle manovre di accensione non viene deve essere riconosciuta nei casi in cui, nel MSD ex-ante, si confermi o trasli, un'accensione già programmata nelle sessioni MI.

Delibera 375/2013/R/eel: Verifica finale di conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità consultato da Terna

Con la delibera 375/2013, l'Autorità verifica positivamente lo Schema di Disciplina ed i relativi documenti del nuovo mercato della capacità, redatti e trasmessi da Terna ai sensi della delibera ARG/elt/98/11.

L'Autorità introduce inoltre le seguenti principali modifiche:

- il deposito cauzionale che alimenta il fondo di garanzia deve essere fruttifero invece che infruttifero;
- anche per la capacità nuova deve essere previsto un cap alle offerte presentate nelle aste;
- al fine di evitare una potenziale penalizzazione della capacità nuova rispetto a quella esistente nei primi due anni di consegna (quando rischierebbe di impegnare solo parte di capacità), è previsto un meccanismo facoltativo che consente ai titolari di capacità nuova di essere qualificati per l'intera CDP nella loro disponibilità; in ogni caso, Terna ha l'obbligo di accettare integralmente le offerte di CDP nuova presentate al premio marginale;
- il fattore di carico deve essere calcolato per ciascuna zona di mercato e non per l'intero sistema.

I documenti opportunamente modificati sono stati inviati al Ministro dello Sviluppo economico il 20 settembre, per l'approvazione finale.

Delibera 462/2013/R/eel: Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili in seguito alle ordinanze del Consiglio di Stato, Sezione Sesta, nn.3565,3566,3567 e 3568 dell'11 settembre 2013

In esito alle ordinanze del Consiglio di Stato 3565/2013, 3566/2013, 3567/2013 e 3568/2013 in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili, l'Autorità ha stabilito che, dal 1° gennaio 2013 e fino alla decisione di merito degli appelli pendenti dinanzi al Consiglio di Stato, alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili si applicano i corrispettivi di sbilanciamento previsti per le unità non abilitate esclusivamente con riferimento alla quota di sbilanciamento effettivo superiore al 20% del programma vincolante modificato e corretto mentre, entro la franchigia del 20%, si applica il prezzo zonale orario. Inoltre, in considerazione della natura interinale degli effetti delle ordinanze del Consiglio di Stato e al fine di evitare continui e dispendiosi conguagli, l'Autorità ha disposto che Terna e GSE diano applicazione alle disposizioni della delibera 281/2012/R/efr solo a partire dal mese di ottobre 2013, rinviandone l'applicazione relativa al periodo 1 gennaio 2013 - 30 settembre 2013 in seguito alla decisione di merito da parte del Consiglio di Stato.

Delibera 578/2013/R/eel: Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo

Con tale provvedimento l'Autorità completa il quadro definitorio in materia di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) identificando le diverse tipologie di sistemi ammissibili: Sistemi di Efficienza Energetica (SEU), Sistemi esistenti equivalenti ai SEU (SESEU), Sistemi di Autoproduzione (SAP) e gli altri sistemi esistenti (ASE). In particolare, l'Autorità prevede che per i SEU e i SESEU i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione al punto di connessione alla rete pubblica e all'energia elettrica prelevata attraverso tale punto. Inoltre, l'Autorità dispone che per le altre tipologie di SSPC i corrispettivi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento trovino applicazione in relazione al punto di connessione alla rete pubblica e all'energia elettrica prelevata attraverso tale punto, mentre gli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione al punto di connessione interno e all'energia elettrica consumata all'interno del sistema.

Infine, l'AEEG prevede che l'anagrafica degli SSPC sia gestita attraverso il sistema Gaudì con obbligo in capo a Terna di definire nuovi flussi informativi tra lo stesso Gaudì e i sistemi informativi del GSE e delle imprese distributrici.

Delibera 634/2013/R/eel: Disposizioni urgenti in tema di contratti di interrompibilità istantanea e di emergenza per il primo semestre del 2014

Con la delibera 634/2013/R/eel l'Autorità ha prorogato fino al 30 giugno 2014 la validità della delibera 187/10 relativa alle modalità di approvvigionamento delle risorse interrompibili istantaneamente e con emergenza per il triennio 2011-2013, avviando contestualmente un procedimento finalizzato alla definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità a partire dal 1 luglio 2014.

Con il documento per la consultazione 642/2013/R/eel - Riforma della disciplina di approvvigionamento delle risorse interrompibili - l'Autorità ha posto quindi in consultazione i propri orientamenti in merito alla regolazione del servizio di interrompibilità a partire dal 1° luglio 2014 per il periodo successivo alla proroga dei contratti in essere.

Il termine ultimo per la consultazione è fissato per il 10 febbraio 2014.

1.5 Provvedimenti in corso di predisposizione

Tra i provvedimenti rilevanti dei quali si attende l'adozione si segnalano:

Documento per la consultazione 354/2013/RR/eel: Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili

Il documento per la consultazione 354/2013/RR/eel si colloca nell'ambito del più ampio percorso avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11 in materia di revisione della regolazione del servizio di dispacciamento e si basa sulle analisi condotte dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano - presso cui l'Autorità ha promosso, appunto, uno studio volto ad analizzare possibili modelli di dispacciamento - nel quale, tra l'altro:

- vengono individuate le risorse per il dispacciamento che potrebbero essere fornite dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita o dai carichi connessi alle reti di distribuzione, nonché i requisiti associati a tali funzioni suddividendoli tra requisiti di natura tecnica che dovrebbero o potrebbero essere resi obbligatori e altri servizi che invece dovrebbero o potrebbero essere selezionati tramite procedure di mercato;
- vengono analizzati i diversi modelli possibili per l'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione e, per ciascuno di essi, sono ipotizzate possibili modalità di selezione e di erogazione dei servizi e delle prestazioni necessarie.

Lo studio ha carattere ricognitivo, riguardando peraltro modelli che non sono necessariamente implementabili sin da subito sulla base della normativa vigente, ma che vengono riportati anche per definire possibili scenari futuri.

In esito alla consultazione l'Autorità prevede comunque di effettuare gli opportuni approfondimenti e nuove consultazioni.

Documento per la consultazione 368/2013/R/eel: Mercato dell'energia elettrica, Riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi- Primi Orientamenti

Il documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità in merito alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi. In particolare, al fine di risolvere le criticità che caratterizzano l'attuale disciplina degli sbilanciamenti, che genera disallineamenti tra il valore dell'energia acquistata e venduta da Terna in tempo reale per bilanciare il sistema ed il valore dell'energia acquistata e venduta dagli operatori in tempo reale a sbilanciamento, vengono proposte 2 alternative:

- Prezzi di sbilanciamento nodali: Terna calcola i prezzi marginali dell'energia acquistata e venduta in ciascun nodo della rete, in esito all'ultima sessione di MB sulla base delle offerte NRS (Altri servizi diversi dalla riserva secondaria) ed escludendo le offerte del servizio RS (riserva secondaria). Il prezzo applicato alle unità abilitate sarà pari al prezzo marginale che si è determinato nel medesimo nodo in cui l'unità è localizzata. Le unità non abilitate, invece, verrebbero raggruppate in *hub*, coincidenti con le zone della rete utilizzate ai fini della risoluzione del MGP; il prezzo di sbilanciamento applicato alle unità di produzione (consumo) non abilitate sarebbe pari alla media ponderata oraria dei prezzi registrati nei nodi dove è presente almeno un'unità di produzione (consumo) non abilitata.
- Prezzi di sbilanciamento calcolati sulla base di zone dinamiche: le macrozone utilizzate per il calcolo del segno zonale vengono sostituite da zone dinamiche, determinate a partire dalle zone utilizzate per risolvere il MGP. In particolare le zone dinamiche vengono determinate per il tramite dei flussi effettivi tra zone confinanti. Se il flusso non satura il limite di transito tra 2 zone adiacenti, si crea 1 zona di bilanciamento; in caso contrario se ne generano 2 separate.

Terna inoltre non considera le movimentazioni relative alle offerte accettate la cui dimensione è indipendente dallo sbilanciamento della zona (movimentazioni a prescindere).

Una volta definite le zone di bilanciamento ed escluse le movimentazioni a prescindere, il segno dello sbilanciamento zonale ed il prezzo si calcolano con le attuali modalità in vigore.

Documento per la consultazione 557/2013/R/eel: Mercato dell'energia elettrica - Revisione delle regole per il dispacciamento, orientamenti finali

Il documento per la consultazione 557/2013/R/eel fa seguito al documento per la consultazione 508/2012/R/eel recante i primi orientamenti dell'Autorità sulla revisione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) ed in particolare sulle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità di cui all'art. 34, comma 7-bis del DL 83/2012, convertito dalla Legge del 7 agosto 2012 n. 134.

Il documento prevede le seguenti principali sezioni:

- sintesi delle osservazioni pervenute dagli operatori al documento per la consultazione 508/2012;
- analisi dello studio effettuato da Terna sui servizi di flessibilità;
- orientamenti finali dell'Autorità sulle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità.

Nello specifico, le proposte da parte dell'Autorità riguardano l'introduzione dei contratti di approvvigionamento a termine per specifici servizi di dispacciamento con particolare riguardo alla riserva terziaria di sostituzione, modifiche delle offerte su MSD per il servizio di riserva terziaria di sostituzione al fine di tener conto anche dei costi sostenuti dagli utenti del dispacciamento per la prestazione dello stesso, segmentazione delle offerte per i diversi servizi di riserva ed estensione della partecipazione, su base volontaria, delle UP da FRNP al MSD.

Il termine ultimo per la consultazione è fissato per il 3 febbraio 2014.

Documento per la consultazione 587/2013/R/eel: Modalità di riequilibrio ex articolo 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99. Ulteriori orientamenti

Il documento, facendo seguito al precedente documento per la consultazione DCO 2/11, illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in merito all'individuazione delle modalità di riequilibrio, a favore dei clienti finali diversi da quelli che sostengono il finanziamento degli *interconnector*, degli eventuali vantaggi originati dalle misure, disciplinate dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 179/09 e s.m.i. volte a consentire l'esecuzione degli eventuali contratti di approvvigionamento all'estero di energia

elettrica prima dell'entrata in esercizio degli *interconnector* oggetto del finanziamento.

1.6 Unità essenziali per la sicurezza del sistema

La disciplina relativa alle unità essenziali, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 111/06, anche per l'anno 2014 resta sostanzialmente invariata. Al riguardo si distinguono:

- Impianti singolarmente essenziali: ciascun impianto in assenza del quale, anche in ragione delle esigenze di manutenzione programmata degli altri impianti di produzione o degli elementi di rete, non sia possibile assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico.
- Raggruppamento di impianti essenziali: gli impianti volti al soddisfacimento del fabbisogno di energia e riserva.

La regolazione vigente prevede che entro il 31 ottobre di ciascun anno Terna pubblichi l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico; il termine per la pubblicazione dell'elenco valido per l'anno 2014 è stato prorogato al 05/11/2013. L'elenco degli impianti essenziali pubblicato in tale data è stato poi modificato ai sensi della deliberazione 635/2013/R/eel "Determinazioni in merito alle richieste di ammissione al regime di reintegrazione dei costi per gli anni 2014 e seguenti. Modifiche alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il sistema idrico 111/06".

La modalità alternativa per l'assolvimento degli obblighi relativi alle unità essenziali è la sottoscrizione di un apposito contratto con Terna, anche solo per alcuni di essi. In tal caso non trova applicazione la disciplina di essenzialità e nessuno di questi impianti viene inserito nell'elenco degli impianti essenziali. La sottoscrizione dei contratti per l'anno 2014 è stata regolata dalla delibera 444/2013/R/eel – Determinazioni in merito agli impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento e dalla successiva delibera 610/2013/R/eel - Approvazione parziale degli schemi contrattuali relativi ai regimi alternativi degli impianti essenziali per l'anno 2014.

1.7 Riferimenti normativi per i sistemi di accumulo

Il DM recante Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, prevede all'articolo 7, lettera k), che Terna possa realizzare e gestire impianti per l'accumulo di energia e la conversione di energia elettrica al fine di garantire la sicurezza del sistema e il buon funzionamento dello stesso nonché il massimo sfruttamento della potenza da fonti rinnovabili e l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento.

Il D.lgs. 3 Marzo 2011, n.28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) all'articolo 17, comma 3, prevede tra gli interventi previsti da Terna possano essere inclusi sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Il D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93, prevede che:

- "In attuazione di quanto programmato, ai sensi del comma 3 dell'articolo 17 del D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28", con riferimento ai sistemi di accumulo dell'energia elettrica, "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".
- "La realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inclusi nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale ai sensi del comma 3 dell'articolo 17 del D.lgs. n. 28 del 2011 sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie".
- "Il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie".

La disciplina relativa all'individuazione ed alla remunerazione dei sistemi di accumulo è delineata nell'Allegato A alla deliberazione 199/11 (dettagliata nei riferimenti normativi di base).

Decreto 5 luglio 2012- "Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)."

Il V Conto Energia, che disciplina le modalità di incentivazione della generazione di energia elettrica da fonte solare, prevede, inoltre, all'art. 11, comma 1, lett. d) ed e) che l'AEEG provveda a definire :

- le modalità con cui "i soggetti responsabili [degli impianti] possono utilizzare dispositivi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui... siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza";
- la modalità con cui "i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli soggetti responsabili, eventualmente in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie".

Delibera 288/12/R/eel: Procedura e criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante

Il provvedimento definisce i criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica ammessi al trattamento incentivante di cui all'art. 22, comma 5.d del TIT. In particolare, vengono ammessi alla sperimentazione fino a 3 progetti che soddisfano i requisiti minimi indicati in delibera, quali, fra gli altri, l'utilizzo di sistemi di accumulo di tipo elettrochimico, la riferibilità ad una limitata porzione di rete critica, l'amovibilità degli apparati, la loro complementarietà ad un sistema di controllo dinamico della rete (*dynamic thermal rating* - controllo portata massima in funzione delle condizioni meteorologiche per massimizzare la capacità di trasporto), la gestione della potenza reattiva ai fini della regolazione della tensione, la capacità di ridurre la mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili per congestioni sulla rete.

I progetti pilota sulla rete di trasmissione, ai fini dell'ammissione al trattamento incentivante, saranno valutati sulla base dei valori assunti da un indicatore di merito basato prioritariamente sul rapporto beneficio/costo dell'investimento, calcolato con riferimento alla durata convenzionale dei sistemi di accumulo, pari a 12 anni.

Per la valutazione dei progetti pilota l'Autorità sarà supportata da un'apposita Commissione di esperti nominata dal direttore della Direzione Infrastrutture elettricità e gas dell'Autorità con la Determinazione 19 ottobre 2012, n. 8/12.

Determinazione 19 Ottobre 2012, n.8/12: presentazione delle istanze dei progetti pilota sui sistemi di accumulo al trattamento incentivante

Con la determinazione della Direzione Infrastrutture Elettricità e Gas dell'Autorità vengono definiti fra gli altri, secondo quanto stabilito dalla Delibera 288/2012/R/EEL, i seguenti principali aspetti relativi all'oggetto:

- il termine di presentazione delle istanze di ammissione al trattamento incentivante dei progetti pilota dei sistemi di accumulo, fissato entro 45 giorni dalla data di pubblicazione della determinazione in oggetto;
- i contenuti delle istanze di ammissione al trattamento incentivante;
- i valori dei pesi delle singole voci costituenti l'indicatore di merito per la selezione dei progetti pilota;
- i dati e gli indicatori oggetto di monitoraggio nell'ambito dei progetti pilota;
- dettagli ulteriori sui requisiti minimi ed opzionali ai fini della valutazione dei progetti pilota;
- nomina dei membri della Commissione di esperti.

Delibera 66/2013/R/eel: Approvazione di progetti pilota relativi a sistemi di accumulo da realizzarsi sulla rete di trasmissione nazionale, rientranti nel piano di sviluppo 2011 approvato dal Ministero della Sviluppo Economico

Attraverso tale deliberazione vengono 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 pilota che condividono le opere di connessione alla RTN, sono i seguenti:

- o progetti A1 e A2 lungo la direttrice Campobasso-Benevento II-Volturara-Celle S. Vito;

- o progetti B1 e B2 lungo la direttrice Benevento II – Bisaccia 380;
- o progetti C1 e C2 sempre lungo la direttrice Benevento II – Bisaccia 380 ma su nodi differenti rispetto alla coppia di progetti B1-B2.

Tali progetti sono ammessi al trattamento incentivante nei limiti di costo di investimento dichiarato dal Proponente nell'istanza di ammissione al trattamento incentivante come successivamente rettificato con comunicazioni 15 febbraio 2013.

Documento per la consultazione 613/2013/R/eel: Prime disposizioni relative ai sistemi di accumulo – orientamenti

Con tale documento, l'Autorità ha stabilito i primi orientamenti per definire le modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica, nonché le misure dell'energia elettrica necessarie per la corretta erogazione degli incentivi, con riferimento ai sistemi di accumulo installati da soggetti diversi dai gestori come iniziativa singola, o presso un impianto di produzione di energia elettrica o presso un centro di consumo.

Allegato 2

Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati

1 Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati

1.1 Attuali criticità di esercizio della rete

Il processo di pianificazione delle esigenze di sviluppo della RTN parte dall'esame delle problematiche che già attualmente caratterizzano l'esercizio della rete.

L'evoluzione nel corso del 2013 dello stato del sistema elettrico in Italia conferma in gran parte i trend già alla base dei precedenti Piani di Sviluppo:

- si confermano le congestioni sulla sezione di rete tra zone Sud/Centro Sud, dovute alla produzione da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile installata al Sud, con un prezzo della zona Sud che si conferma più basso anche rispetto alla zona Nord;
- permane l'attuale struttura zonale che ribadisce, nella zona Sud, la presenza dei poli limitati di Brindisi, Foggia e Rossano;
- permane il differenziale di prezzo tra Italia ed estero; nei periodi di basso carico per ragioni di sicurezza si confermano valori di transiti ridotti sull'interconnessione della frontiera Nord soprattutto in concomitanza di elevata contemporaneità di generazione fotovoltaica;
- l'analisi dei profili di tensione nelle stazioni elettriche connesse sulla rete primaria evidenzia mediamente un profilo di tensione nel 2013 paragonabile ai valori del 2012, anche se permangono criticità legate a valori elevati di tensione (riduzione impegno linee AAT per riduzione del carico netto visto dalla rete primaria) in particolare in condizioni di basso fabbisogno ed elevata produzione da generazione distribuita.

A causa della crescente penetrazione di nuovi impianti alimentati a fonte rinnovabile nel Sud, si determinano fenomeni di trasporto sulla rete di sub-trasmissione che, in assenza dei rinforzi di rete previsti e al fine di garantire adeguati margini di sicurezza per il corretto esercizio del sistema elettrico, impongono la necessità di riduzione delle immissioni FER.

Inoltre, per la prima volta in modo significativo, nel 2013 la sempre maggiore diffusione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili ha fatto emergere, in situazioni particolarmente critiche 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, che hanno reso necessario limitare la produzione da FER.

Nei paragrafi seguenti si esaminano i dati relativi alla presenza di vincoli o limiti strutturali della rete che rischiano di condizionare negativamente la sicurezza, la qualità e la continuità del servizio di trasmissione.

1.1.1 Sicurezza di esercizio

Nella Figura 1 è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (rete a 380 e 220 kV), con una mappa qualitativa delle zone geografiche nelle quali sono più alte le probabilità che si verifichino sovraccarichi in condizioni di sicurezza N-1, ossia dovuti al fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete.

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete effettuate ogni quarto d'ora in tempo reale relativamente ai mesi compresi tra luglio 2012 e giugno 2013.

L'assetto di rete in tempo reale considerato, è determinato dalla reale disponibilità degli elementi di rete, tenendo conto anche degli eventuali fuori servizi programmati. Ai fini dell'elaborazione relativa alla rete 380-220 kV, sono stati considerati gli effetti dei dispositivi di telescatto. I telescatto, dispositivi che intervengono su evento, operando il fuori servizio automatico di impianti critici, pur non rappresentando una contromisura di tipo strutturale, possono contribuire a ridurre o, in alcuni casi, annullare parte delle criticità evidenziate. Va tuttavia sottolineato, che l'intervento di tali dispositivi può influenzare la flessibilità del sistema elettrico a fronte di eventi dinamici, riducendo i margini di sicurezza del sistema. Inoltre, nell'analisi della rete primaria 380 kV-220 kV, non si è tenuto conto dei possibili assetti adottabili dalla rete AT a 150-132 kV a seguito di eventi che determinano il funzionamento in N-1 della rete primaria.

Dall'analisi delle simulazioni effettuate, è stato possibile rilevare che, mediamente, il campione la simulazione di rete presenta alcuni eventi caratterizzati da un rischio di sovraccarico su rete primaria. Ciascuno di questi eventi è caratterizzato dalla presenza di almeno un elemento di rete (linea o ATR) con un sovraccarico di corrente (superiore al 20% per le linee e 10% per gli ATR del valore massimo di normale esercizio).

L'area Nord-Est del Paese, in particolare le aree del Veneto e del Friuli Venezia Giulia, continua ad essere caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato. Nella suddetta porzione di rete, tali problematiche risultano essere ridotte,

anche in maniera considerevole, dell'effetto dei dispositivi di telescatto.

In Lombardia i rischi di sovraccarico su rete primaria sono causati dalla limitata capacità di trasporto delle arterie che collegano la Regione con l'area Nord-Ovest e dalla rete che alimenta la città Capoluogo.

Nell'area Nord – Ovest le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale e quelle interessate dal trasporto della produzione convenzionale verso i centri di consumo della Lombardia e dell'Emilia, sono interessate da elevati transiti di potenza. L'effetto dei dispositivi di telescatto riduce, anche in maniera considerevole le problematiche nella suddetta porzione di rete. In Liguria, le linee verso la Toscana risultano in alcuni casi al limite di sicurezza. Si evidenziano, infine, i sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti 380 kV del Piemonte e della Liguria occidentale.

Nell'area dell'Emilia e della Toscana si riscontrano sovraccarichi delle linee a 380 e 220 kV interessate dal transito dell'energia tra le sezioni Nord – Centro Nord. Risultano inoltre eventi di sovraccarico che interessano le arterie 220 kV dell'Umbria nonché evidenti sovraccarichi delle trasformazioni afferenti gli impianti della rete primaria nella zona Adriatica.

Nel Sud si concentrano il 52% dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale; la rete a 380 kV tra Campania e Puglia, in particolare le arterie tra le stazioni di Benevento 2, Troia e Foggia, risulta essere interessata da consistenti fenomeni di trasporto di

energia che dai poli di produzione della Puglia viene convogliata verso le aree di carico della Campania e del Centro Italia. Inoltre, sono di significativa importanza i sovraccarichi sulla 380 kV e 220 kV della Campania, considerato che quest'ultima contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di potenza dai poli di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. In tal senso, si evidenziano sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti della medesima area.

Sulla porzione di rete primaria tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 380 kV "Laino–Montecorvino". Sono presenti inoltre eventi di sovraccarico sulle arterie 380 kV della Calabria ionica. Tali effetti sono ridotti dall'intervento dei dispositivi di telescatto.

In Sicilia si registrano eventi di sovraccarico diffusivi relativamente alla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione interna alla Regione. In particolare problemi si riscontrano sulle arterie tra i centri di carico di Palermo e Messina e sulle linee afferenti il polo di produzione di Priolo.

Simulazioni di rete: lug-12 / giu-13
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

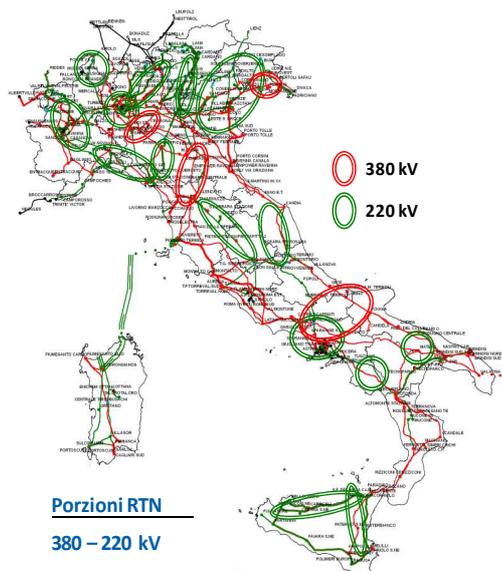
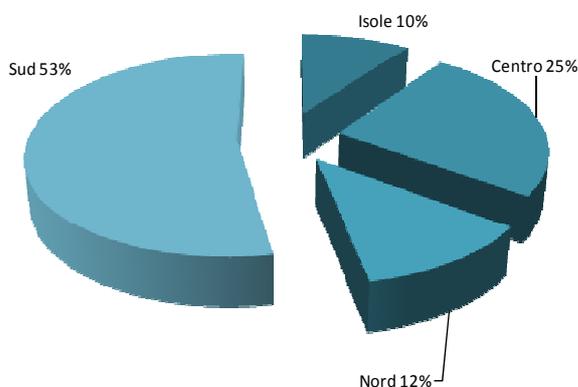


Figura 1 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380 – 220 kV

Nella Figura 2 sono illustrate le porzioni di rete a 150 – 132 kV che presentano i maggiori rischi di sovraccarico in condizioni di sicurezza N-1, ossia in caso di fuori servizio di un qualsiasi elemento della rete primaria o secondaria. I dati riportati nella figura sono il risultato di simulazioni di load flow riferite alla situazione sia di picco invernale che di picco estivo.

In particolare le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì di Luglio 2012 e di Gennaio 2013 alle ore 10.30 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescati su import e poli di produzione limitata.

Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità di alcune arterie AT del Nord-Est, del versante adriatico e della Sicilia, aree dove la rete secondaria a 150 – 132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1.

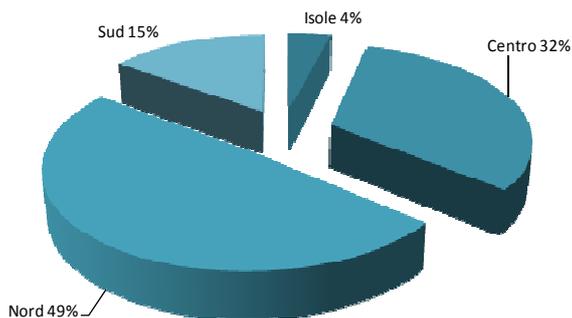
Terzo mercoledì Lug-2012/Gen-2013, % Contingenze in N-1 su totale*

Simulazioni di rete:

% sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee

% sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

100% = numero totale di violazioni



* Simulazione alle ore 10:30

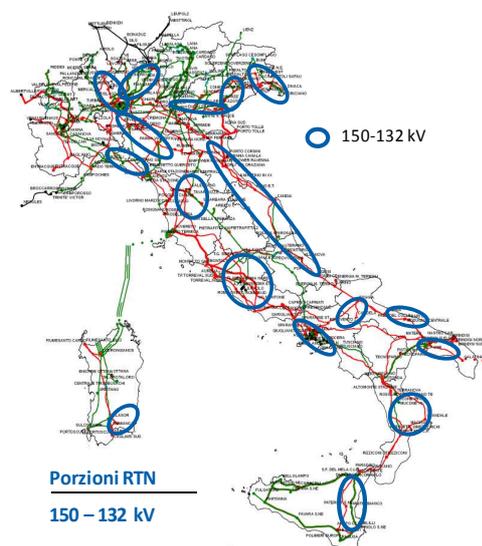


Figura 2 - Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria

1.1.2 Continuità di alimentazione

La continuità del servizio è associata principalmente alla capacità di un sistema di garantire il trasporto delle potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo, destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende quindi direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti.

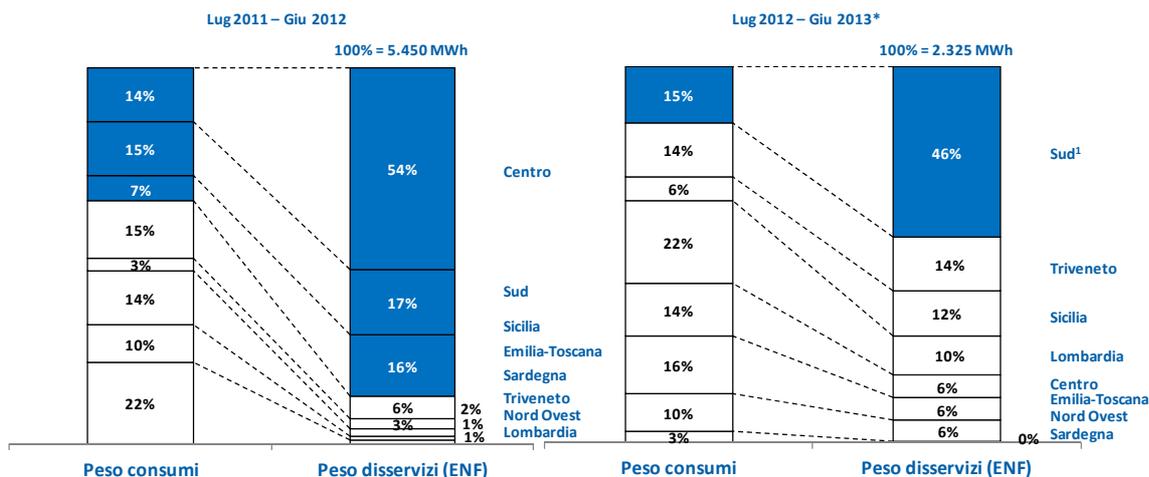
L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo.

Criticità interessano anche i centri urbani di Roma, Milano, Napoli e Firenze, dove la densità dei consumi risulta maggiore.

I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità sono espresse nel dettaglio degli interventi previsti nel PdS 2014 e nel documento "Avanzamento piani precedenti", che descrivono le soluzioni di sviluppo programmate (in particolare nuove stazioni AAT/AT e potenziamento degli impianti esistenti) in risposta ai problemi di rete riscontrati già oggi e previsti in futuro.

Nella Figura 3 sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2012 e Giugno 2013 hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica peggiori correlate ai relativi tassi di domanda.

Quasi la metà dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le regioni del Sud. Causa dei disservizi è da imputare anche ad elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali, a ridotti livelli di magliatura della rete ed a capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico.



*Fabbisogno periodo 319 TWh.

¹ Il giorno 28 Novembre 2012, in seguito a eccezionali condizioni climatiche, si sono verificati numerosi disservizi che hanno comportato un ENF di circa 600 MWh di Cementir.

Figura 3 - Continuità del servizio di alimentazione

1.1.3 Qualità della tensione

In ciascun nodo di una rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modifiche periodiche del carico¹ e della potenza generata dalle centrali², in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

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

Al contrario nelle situazioni fuori picco, anche a causa della riduzione dell'effetto di regolazione delle centrali disponibili in produzione, si possono registrare valori di tensione in aumento.

Il livello di tensione è importante per la qualità del servizio, proprio per questo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Queste analisi mostrano che negli ultimi quattro anni, le tensioni si sono mantenute nell'intervallo di circa $\pm 5\%$ attorno al valore di esercizio di 400 kV.

Per l'anno 2013 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 4,61 kV. La generale costanza della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio

elettrico, benché si noti un generale aumento dei valori massimi di tensione talvolta anche superiori ai limiti previsti nel Codice di Rete³, principalmente legato alla riduzione generalizzata dei consumi per effetto della crisi e alla crescita della generazione distribuita.

La Figura 4 riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN⁴, nel periodo 2007 – 2013.

Si osserva che, negli ultimi anni, con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni (peraltro disponibili in numero e capacità maggiore) o di variazione degli assetti della rete, il livello di tensione è stato controllato sempre più efficacemente.

Nell'ultimo anno le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul MSD, si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 404 kV per i nodi della rete a 400 kV, evidenziando comunque un leggero trend in riduzione negli ultimi 2 anni.

³ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

⁴ Per l'anno 2013 i valori massimi e minimi sono stati calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

¹ Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.

² Giornaliera, settimanale, stagionale.

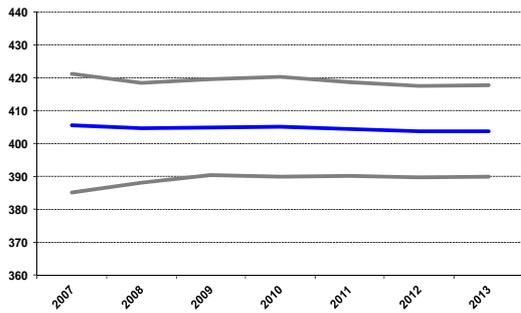


Figura 4 - Range di variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 2007 al 2013 (kV)

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

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

La Figura 5 e la Figura 6 riportano rispettivamente l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 400 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

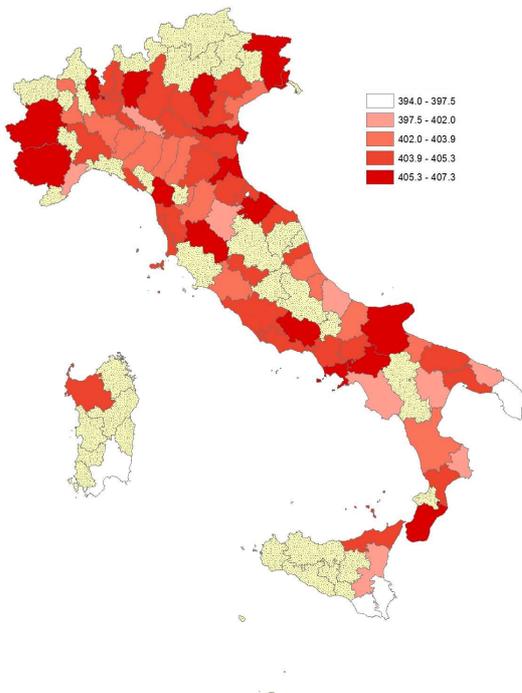


Figura 5 - Distribuzione territoriale delle tensioni - valori medi (kV) (Luglio 2012- Giugno 2013)

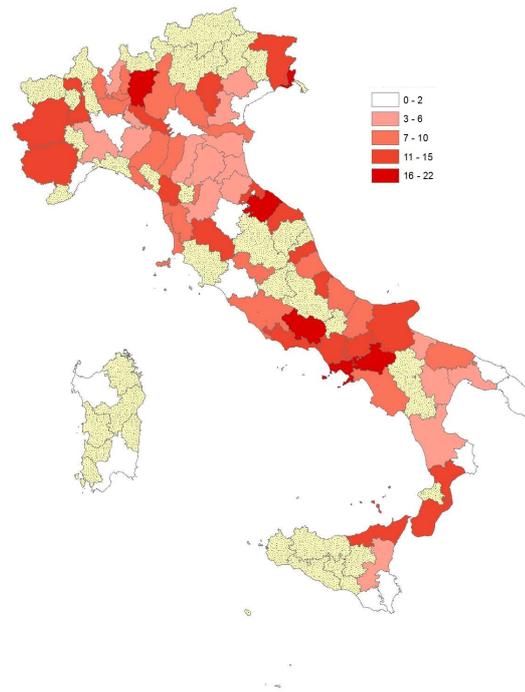


Figura 6 - Distribuzione territoriale delle tensioni - frequenza (%) con valori di tensione >410 kV (Luglio 2012 - Giugno 2013)

Nella Figura 7 sono elencati i nodi della rete nazionale a 400 kV i cui valori di tensione più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV (la soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce per Terna un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra luglio 2012 e giugno 2013.

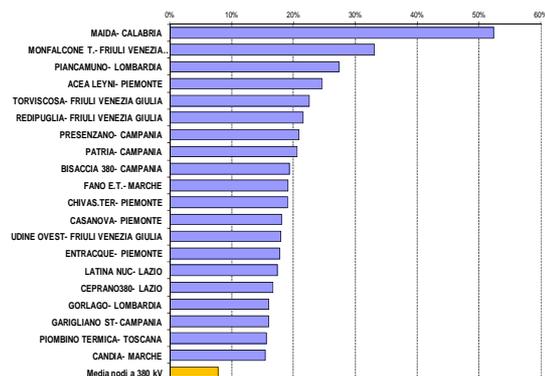


Figura 7 - Andamento della tensione nei nodi critici - tensioni alte (Luglio 2012 - Giugno 2013)

Si notano valori di tensione elevati nel Friuli Venezia Giulia, Piemonte e Campania. Anche nel Lazio, la ridotta presenza di capacità regolante determina valori di tensione elevati in condizioni di basso carico.

Nella Figura 8 sono riportati invece i nodi 400 kV in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di

390 kV nel periodo compreso tra luglio 2012 e giugno 2013.

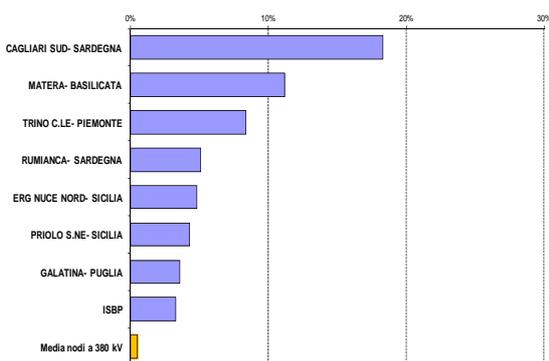


Figura 8 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse (Luglio 2011 – Giugno 2012)

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

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

1.1.4 Impatto sul sistema elettrico della produzione da FRNP

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati da uno sviluppo rapido ed imponente e da una diffusione sempre più estesa e capillare degli impianti di generazione elettrica da fonte energetica rinnovabile non pienamente programmabile (FRNP). La progressiva crescita di capacità installata ha riguardato la fonte eolica nel corso dell'ultimo decennio e soprattutto la generazione fotovoltaica nell'ultimo quinquennio (Figura 9).

Anche nel corso del 2013⁵ prosegue la crescita della generazione da fonti rinnovabili ma con trend più ridotti con circa 2 GW di potenza fotovoltaica e 0,4 GW di potenza eolica installata.

L'aumento della potenza installata, per la fonte eolica sulla rete di trasmissione a livello AT e per gli impianti fotovoltaici (oltre il 90%) sulla rete di distribuzione ai livelli MT e BT, ha un impatto rilevante non solo sulla rete di distribuzione, ma anche su estese porzioni della rete di trasmissione ai livelli di tensione superiore e più in generale sulla gestione del sistema elettrico nazionale nel suo complesso.

⁵ Dati provvisori Terna.

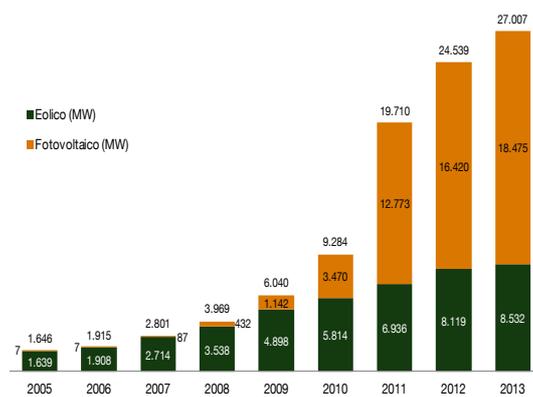


Figura 9 - Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2005-2013 (MW)

In tale contesto, la forte penetrazione degli impianti di produzione da FRNP, in particolare quella da fotovoltaico, comporta spesso fenomeni di risalita di energia dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione nei periodi di elevata produzione e basso fabbisogno locale.

Gli impianti di cui sopra sono infatti spesso concentrati in aree con basso fabbisogno, il che determina in particolari periodi, una risalita verso le reti AT dell'energia prodotta. Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di Enel Distribuzione è stata riscontrata nell'anno 2013 (progressivo a Novembre 2013) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% del tempo in un totale rispettivamente di 1019⁶ e 750 cabine primarie, in aumento rispetto agli anni 2010, 2011 e 2012 (cfr. Figura 10).

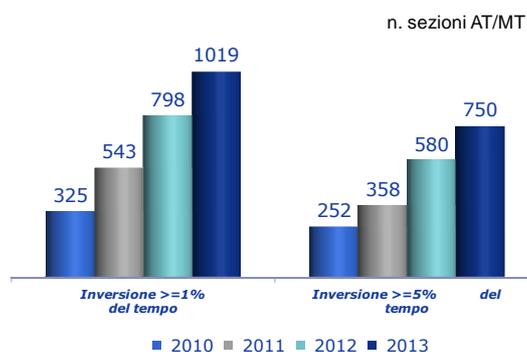


Figura 10 - Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: Enel Distribuzione - 2013 dati provvisori)

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

⁶ Circa un terzo del totale delle cabine AT/MT di Enel distribuzione (circa 3200).

A un livello più alto, si è registrato un progressivo aumento delle congestioni anche sul sistema di trasporto primario in AAT, che determinano una minore efficienza complessiva in esito ai mercati con la formazione di “oneri da congestione” a carico del sistema derivanti dall’utilizzo di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti.

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

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

Congestioni di rete AT ed AAT

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

Nel corso degli anni 2009-2012 (cfr. Figura 11), infatti, si è assistito ad una progressiva riduzione della Mancata Produzione Eolica (MPE), che nel corso nel 2012 ha avuto un’incidenza sulla totale produzione eolica pari a circa l’1%. Come sopra indicato, in tale periodo sul valore dell’MPE incidevano quasi esclusivamente le congestioni sulla rete AT.

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

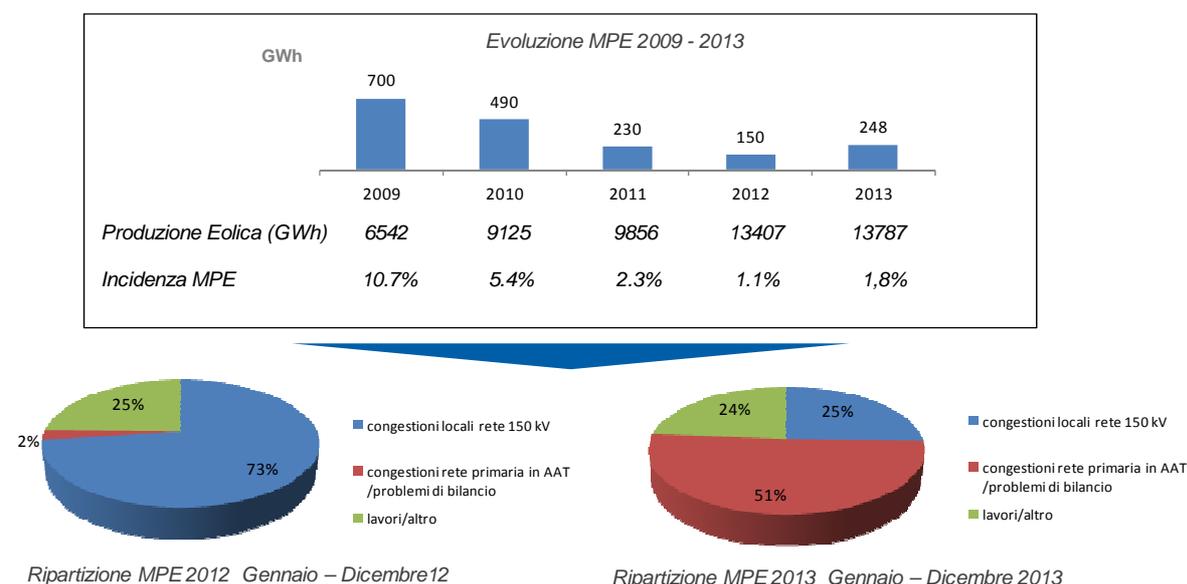


Figura 11 - Mancata produzione eolica (MPE) 2013 – dati provvisori impianti connessi rete AT

Il problema delle congestioni locali resta comunque confermato anche per il 2013. Come si osserva in Figura 12, le zone della rete AT attualmente critiche, in relazione a vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, sono concentrate al Sud, in particolare lungo le direttrici AT a 150 kV tra Puglia e Campania.

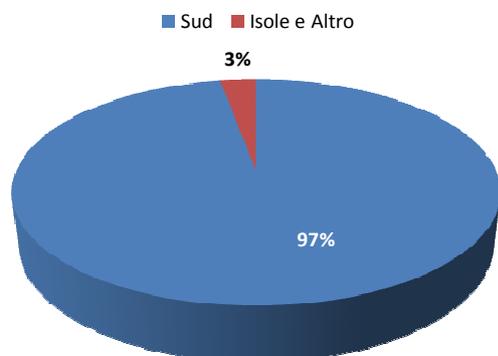


Figura 12 - Dettaglio regionale localizzazione Mancata Produzione Eolica (MPE) 2013 – dati provvisori

In queste aree negli anni passati sono stati realizzati da Terna importanti interventi di adeguamento e rinforzo della rete, tra i quali si segnalano quelli completati nel corso degli ultimi anni:

- sulla direttrice 150 kV “Benevento II-Bisaccia-Montecorvino”:
 - nuova SE 380/150 kV di Bisaccia e raccordi 150 kV alla linea “Bisaccia – Calitri”;
 - installazione terzo ATR 380/150 kV nella SE 380/150 kV di Bisaccia;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Bisaccia – Calitri”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Benevento II - Benevento N.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Benevento N.- Benevento Ind.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Ariano Irp.-Flumeri - Vallesaccarda”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Ariano Irp.-Benevento Ind.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Campagna - Montecorvino” (I step);
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Castelnuovo – Calabritto”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Calabritto – Contursi”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Lacedonia- Bisaccia”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Vallesaccarda-Scampitella- Lacedonia”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Campagna – Sicignano - Contursi”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV” Buccino-Tanagro”

- potenziamento elettrodotto 150 kV “Flumeri – Lacedonia – Contursi” (completamento tratti limitanti);
- sulle direttrici 150 kV “Benevento II – Volturara – Celle S. Vito”:
 - nuova stazione 380/150 kV di Troia (a cui si prevede di raccordare sia questa direttrice a 150 kV che la successiva tra Foggia e Deliceto);
 - installazione terzo ATR 380/150 kV nella stazione 380 kV di Benevento II;
 - bonifica criticità per le linee Benevento II - Foiano e Benevento II - Monfalcone con conseguente aumento del limite di portata;
- sulla direttrice 150 kV “Foggia – Deliceto - Andria”:
 - nuova stazione 380/150 kV di Deliceto e raccordi 150 kV della linea “Agip Deliceto – Ascoli Satriano”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Deliceto - Ascoli S. - Cianfurro”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Foggia – Lucera”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Bovino – Orsara”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV: “Bovino – Agip Deliceto” ;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Agip Deliceto – Deliceto – Ascoli S.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Lucera –Troia”.

Tali interventi, tra i quali in particolare le nuove stazioni 380/150 kV di Bisaccia e Deliceto, hanno consentito di spezzare le direttrici in più tratti con una capacità di evacuazione maggiore ed in tal modo di ridurre i valori della mancata produzione eolica (MPE). Attualmente i valori residui di MPE si concentrano prevalentemente sulle direttrici a 150 kV “Benevento2 - Bisaccia” e “Benevento2 - Volturara - Celle S. Vito” ma tutte le direttrici a 150 kV sopracitate presentano ancora problemi legati alla necessità di ricorso ad assetti di esercizio radiali, al fine di contenere la MPE.

Al fine di far fronte alle criticità di funzionamento della rete, si rendono pertanto necessari gli ulteriori interventi di potenziamento della rete pianificati per i prossimi anni. In aggiunta sono previste soluzioni atte a sfruttare il più possibile in modo tempestivo e flessibile le infrastrutture esistenti, ivi inclusa la sperimentazione di conduttori ad alta capacità per massimizzare l'utilizzo della capacità di trasporto delle linee esistenti, anche in funzione della temperatura di esercizio (Dynamic Thermal Rating- DTR) in

relazione alle diverse condizioni climatiche, e la sperimentazione dei sistemi di accumulo diffuso.

Per quanto riguarda le Isole maggiori si evidenziano le seguenti due peculiarità:

- in assetto di funzionamento in rete isolata, il ricorso alla modulazione della produzione eolica immessa sulla rete AT si può rendere necessario per mantenere in servizio i gruppi regolanti, al fine di garantire gli adeguati margini di regolazione per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. In tali condizioni si possono verificare situazioni di surplus di generazione che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno se non attraverso opportune azioni di modulazione della produzione da FRNP;
- a rete interconnessa, il ricorso alla modulazione della produzione da FRNP immessa sulla rete si potrebbe rendere necessario per mantenere lo scambio interarea entro i limiti per l'esercizio in sicurezza della rete elettrica, prevalentemente nelle ore notturne dopo aver ridotto ai minimi ammissibili le produzioni dei gruppi tradizionali e a seguire le UP non abilitate.

Altre misure messe in atto da Terna riguardano il ricorso ad assetti di esercizio non standard, tra cui l'esercizio in assetto radiale che consente di aumentare la potenza trasportabile ripartendola in modo opportuno sulle linee esistenti, ma che di contro comporta un aumento del rischio di energia non fornita (ENF).

Tuttavia le azioni ad oggi poste in essere non risultano sufficienti a consentire il deflusso di tutta la potenza producibile ed ancora costringono a far ricorso alla limitazione della produzione degli impianti eolici, determinando la mancata produzione eolica (MPE) di cui si è detto.

Le ragioni per cui si è determinata questa situazione particolarmente critica sono da ricercare principalmente nella mancanza in passato di un quadro legislativo e normativo in grado di assicurare il coordinamento tra il rapido sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica e la realizzazione delle opere di rete connesse, ossia necessarie a consentire il corretto inserimento sulla rete dei nuovi impianti mediante soluzioni di connessione adeguate. A ciò si aggiunga che, fino al 2002, la normativa che regolamentava le connessioni alla rete non assegnava al Gestore della rete di trasmissione (nonostante questi fosse di fatto responsabile del dispacciamento della produzione sull'intero

perimetro della rete nazionale interconnessa in AAT ed AT) il coordinamento delle richieste di allacciamento ma, considerato che circa il 50 % della rete AT era di proprietà di ENEL Distribuzione, divideva le responsabilità, anche per la definizione dello schema generale di collegamento, tra il distributore e il gestore della RTN per le connessioni alle singole linee di rispettiva competenza.

Progressivamente le Autorità preposte hanno fatto proprie le esigenze di un miglior coordinamento, in particolare attraverso:

- il recepimento nella legislazione delle singole Regioni dell'autorizzazione unica degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e delle infrastrutture di rete connesse, introdotta dall'art. 12 del D.Lgs 387/03;
- l'evoluzione delle disposizioni AEEG sulla regolamentazione delle connessioni alla rete (Del. 281/05, Del 99/08 e s.m.i.) che hanno assegnato al TSO il compito di definire le soluzioni tecniche minime generali di connessione alla rete AT di tutti gli impianti di produzione di potenza superiore a 10 MW;
- l'unificazione della proprietà e gestione della RTN, resa possibile dal DPCM 11/05/2004 e, successivamente, l'acquisizione da parte di Terna nel perimetro della RTN della rete AT di ENEL Distribuzione avvenuta nell'Aprile 2009.

A questi si è aggiunta l'entrata in vigore della Legge n. 99/2009, che ha introdotto alcune importanti semplificazioni dei processi autorizzativi di linee elettriche della RTN in AT.

Tuttavia la rete AT nelle citate aree delle province di Foggia, Benevento, Avellino e Salerno, interessate a partire dalla fine degli anni '90 da un rapido sviluppo della potenza installata, ha scontato gli evidenti ritardi con i quali il quadro normativo si è di fatto evoluto.

I problemi registrati sulle direttrici AT su richiamate rischiano di estendersi progressivamente, anche a causa dell'ulteriore sviluppo della produzione fotovoltaica e dei sempre più frequenti fenomeni di risalita dalle reti di media a quella di alta tensione, su altre porzioni di rete AT non solo in Puglia e Campania, ma anche in altre regioni del Mezzogiorno (Sicilia, Calabria, Basilicata, Molise) e del Centro (Abruzzo e Lazio) del Paese.

Per quanto riguarda in particolare la Sicilia, nonostante i livelli attualmente molto elevati di penetrazione della produzione eolica, il ricorso ad azioni di modulazione si è reso finora necessario in periodi estremamente ridotti ed esclusivamente su ristrette porzioni di rete,

soprattutto grazie ad un'efficace pianificazione di interventi di adeguamento della rete ed ad un'efficiente gestione dell'esercizio. Tuttavia, rischi di congestioni di rete sono possibili già nel breve periodo come conseguenza dell'ulteriore sviluppo atteso della capacità di generazione da FRNP.

Come evidenziato (cfr. Figura 11), la produzione che si inserisce sulla rete AT, in particolare al Sud, risulta in alcuni periodi eccedente in quanto non viene assorbita dal carico locale e conseguentemente viene trasferita sul sistema AAT, determinando anche su questo fenomeni di saturazione della capacità di trasporto.

Al riguardo, confrontando i dati relativi al periodo Luglio 2011 - Giugno 2012 con quelli relativi al periodo Luglio 2012 - Giugno 2013, in esito al mercato dell'energia si confermano eventi di congestione della sezione Sud-Csud determinati dalla nuova produzione da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile installata al Sud. Gli attuali limiti infrastrutturali della sezione Sud-Csud, solo parzialmente mitigati a valle dell'incremento del limite di transito (+150 MW) Sud-Centro Sud conseguito a fine 2012, rappresentano uno dei principali vincoli allo sfruttamento della consistente capacità di generazione competitiva da impianti CCGT entrata in servizio negli ultimi anni.

Regolazione e bilanciamento del sistema elettrico.

L'inserimento sul sistema elettrico della nuova ingente capacità di generazione da FRNP determina, in particolar modo in giornate di bassissimo carico, forti criticità di esercizio a livello di gestione del sistema nel suo complesso.

In tali circostanze, infatti, la minore presenza di unità di produzione regolanti (es. termoelettriche), escluse dal mercato dalla presenza della generazione rinnovabile con priorità di dispacciamento, può portare a non avere disponibile il numero minimo di impianti necessari per la fornitura di tutti i servizi di rete indispensabili ad una gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Un'ulteriore problematica riguarda la riduzione dell'inerzia del sistema. La generazione tradizionale si basa, infatti, sull'utilizzo di macchine rotanti (alternatori) per la produzione di energia elettrica; tali macchine presentano una propria inerzia che contribuisce a quella totale del sistema elettrico. La generazione da FRNP (eolica e fotovoltaica) invece si avvale di elementi statici (inverter) che non posseggono un'inerzia propriamente detta, e che quindi non contribuiscono a quella totale del sistema.

L'inerzia è un elemento essenziale ai fini della stabilità del SEN; ad una sua diminuzione deve corrispondere un incremento della rapidità e della precisione delle contromisure predisposte. Allo stato attuale, i tempi di intervento della regolazione primaria risultano talvolta incompatibili con la gestione in sicurezza del SEN.

In particolare, nelle Isole Maggiori, la riduzione dell'inerzia rende ancor più severe le variazioni di frequenza alle quali, in determinate situazioni, risulta difficile far fronte con i tempi di risposta delle macchine convenzionali.

Inoltre, per quanto riguarda in particolare i margini di riserva, è opportuno notare che la scarsa prevedibilità della produzione da FRNP, e soprattutto l'elevata intermittenza che caratterizza la produzione eolica, introducono un ulteriore grado di aleatorietà per il sistema elettrico, che, in particolari situazioni, si può tradurre nell'esigenza di approvvigionare maggiori quantitativi di riserva. A tal fine, può essere necessario avere in servizio un maggior numero di unità di produzione a carico parziale.

A prescindere da considerazioni di efficienza per i costi del sistema, tali necessità ostacolano ulteriormente la possibilità di rispettare gli scambi di energia con l'estero. Il problema diviene ulteriormente critico qualora condizioni di elevata ventosità si sommino a condizioni di elevata produzione fotovoltaica e di ridotto fabbisogno. Infatti la produzione termoelettrica minima in grado di fornire i servizi di regolazione necessari sul sistema si somma alla elevata produzione rinnovabile determinando un surplus di generazione nazionale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno in potenza se non modulando l'importazione.

L'analisi di adeguatezza ex-ante del sistema elettrico evidenzia come l'ingente produzione degli impianti fotovoltaici possa determinare, soprattutto nelle giornate di basso carico (cfr. Figura 13), la necessità di far fronte, al fine di garantire la riserva minima regolante dei gruppi termoelettrici, alla massimizzazione dell'uso degli impianti di pompaggio disponibili, alla riduzione dell'import e all'applicazione della procedura per la riduzione delle FRNP.

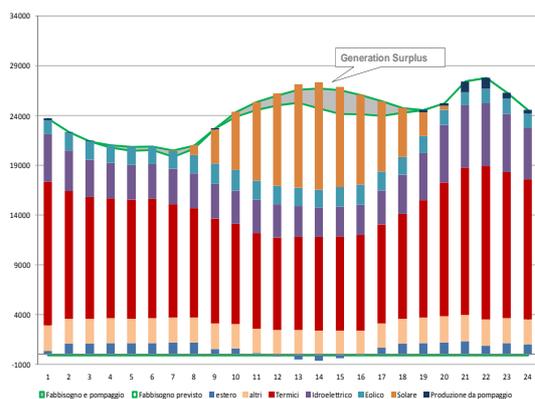


Figura 13 - Esempio giornata di bassissimo carico
 Agosto 2013- analisi di adeguatezza ex-ante

L'esigenza di garantire adeguate risorse di regolazione e bilanciamento in condizioni di elevata produzione eolica, si pone in particolare nelle Isole maggiori e in alcune aree del Meridione, dove la penetrazione eolica è più elevata e gli impianti di produzione tradizionali che rispondono a tali requisiti sono di ridotta entità, o presentano minori margini di flessibilità.

A tal riguardo, si segnala la delibera AEEG n. 344/12 che ha approvato l'Allegato A72 in cui viene definita la procedura per la modulazione della generazione distribuita, da applicarsi ai soli impianti che soddisfano i requisiti tecnici ivi indicati, e che vengono classificati in due gruppi: GDPRO (impianti riducibili con preavviso dal titolare dell'impianto) e GDTEL (impianti distaccabili da remoto dall'impresa distributrice). Si evidenzia che al momento la procedura in questione (RIGEDI) non è stata ancora attivata, anche se si sono registrate giornate a rischio di attivazione. Sempre con riferimento all'Allegato A72, si segnala il processo di consultazione, conclusosi il 21 gennaio 2014, per l'adeguamento all'allegato M della norma CEI 0-16, introducendo una nuova tipologia di generazione distribuita riducibile, la GDRM. In particolare, la GDRM è l'insieme degli impianti conformi all'allegato M della norma CEI 0-16, il cui distacco è attuabile dal Sistema di Difesa Terna attraverso il colloquio con il sistema di teledistacco dell'Impresa Distributrice, con tempi più contenuti rispetto agli impianti GDPRO e quantitativi notevolmente superiori rispetto all'attuale GDTEL.

Infine l'immissione in rete di grandi quantità di produzione da fonte solare, impone di fronteggiare rapide prese di carico serali, assai più accentuate che nel passato, dato che la riduzione di produzione solare si somma alla normale crescita dei consumi che precede la punta di fabbisogno serale. Ne consegue la necessità di una maggiore riserva secondaria e di riserva pronta in particolare nei giorni con basso fabbisogno. In tali condizioni, infatti, il

bilanciamento in tempo reale richiede la necessità di azioni rapide realizzate su impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e minori vincoli di permanenza in servizio.

Coordinamento dei sistemi di protezione

La rapida penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico ha avuto un impatto rilevante sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico, non solo nella fase di programmazione del servizio di dispacciamento ma anche a livello di sistema di difesa.

La principale criticità era legata alla normativa per la generazione sulle reti di distribuzione, che prevedeva il distacco istantaneo generazione degli impianti fuori dall'intervallo di frequenza $49,7 \div 50,3$ Hz. Questa taratura delle protezioni, infatti, rendeva difficile l'efficacia dei Sistemi di Difesa, soprattutto in presenza di transitori in frequenza, che, provocando la perdita dell'intera generazione distribuita, determinavano ulteriori oscillazioni del sistema non sempre controllabili con il solo piano di alleggerimento del carico.

Gli eventi avvenuti nel corso del 2011 e 2012 hanno evidenziato sempre più la necessità di garantire il corretto funzionamento della generazione distribuita in caso di variazioni sia di frequenza che di tensione.

Con l'approvazione dell'Allegato A70, di cui alla delibera AEEG n.74/2012, sono stati introdotti i requisiti minimi che devono essere soddisfatti dagli impianti della generazione distribuita ai fini della sicurezza del sistema elettrico, in termini di:

- campi di funzionamento in tensione e frequenza;
- protezioni;
- comportamenti nei transitori di frequenza e tensioni;
- controllo della generazione distribuita.

In particolare, vengono definiti gli intervalli di funzionamento della generazione distribuita [$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$, $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$] per gestire il sistema elettrico in emergenza, consentendo a tali impianti di fornire il loro contributo alla stabilità della frequenza e della tensione.

Le protezioni degli impianti devono essere tali da rendere selettivo il loro intervento tra guasti locali e guasti di sistema.

Per il controllo dei transitori di frequenza richieste vengono introdotte le seguenti prescrizioni:

- riduzione della potenza immessa in rete per variazioni di frequenza superiori a 50,3 Hz;
- inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio;
- avviamento con l'aumento graduale della potenza immessa in rete.

Per il controllo dei transitori di tensione, deve, invece, essere garantita la connessione degli impianti anche in caso di abbassamenti repentini della tensione conseguenti ad un qualsiasi cortocircuito esterno, almeno sin quando non intervengono le protezioni deputate all'eliminazione del guasto.

Infine, per il controllo della generazione distribuita, viene indicata la necessità della ricezione da parte del Gestore di tutte le informazioni relativa alla generazione distribuita, sia per il controllo in tempo reale che in fase previsionale.

L'applicazione dell'Allegato A70 ha coinvolto non solo i nuovi impianti ma anche quelli già connessi in media tensione (MT) alla data del 31 marzo 2012, per i quali è stato previsto un adeguamento, così detto "retrofitting". Tale adeguamento ha interessato ad oggi circa il 92% degli impianti MT con potenza superiore a 50 kW.

Con la delibera AEEG n° 243/13 prosegue l'azione di adeguamento alle prescrizioni dell'allegato A.70 degli impianti di generazione distribuita già in esercizio alla data del 31 marzo 2012 estendendo l'azione di retrofit anche agli impianti di potenza fino a 50 kW connessi in media tensione e agli impianti di produzione connessi in bassa tensione.

In particolare la delibera prevede che i produttori debbano adeguarsi alla prescrizione che impone agli impianti di rimanere connessi alla rete all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz - 51 Hz :

- entro il 30 giugno 2014 per gli impianti di potenza superiore a 20 kW già connessi in BT alla data del 31 marzo 2012 e per gli impianti di potenza fino a 50 kW già connessi in MT alla medesima data;

- entro il 30 aprile 2015 per gli impianti connessi in BT di potenza superiore a 6 kW e inferiore a 20 kW .

1.1.5 Capacità di trasporto per scambi con l'estero

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, europei e non. 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. È possibile, inoltre, sfruttare al meglio la capacità produttiva dei grandi impianti già esistenti e dislocati presso le aree di estrazione del combustibile, come avviene ad esempio per le centrali a Carbone dell'Europa Centro-Orientale. 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, non solo in ragione della differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei, ma anche per le potenzialità derivanti dalla possibilità di valorizzare sui mercati europei in situazioni specifiche le risorse ed i servizi di rete resi disponibili dalla sovraccapacità produttiva nazionale.

In Figura 14 è evidenziata l'attuale capacità di trasporto delle linee di interconnessione sulla frontiera Nord corrispondente ad un massimo di 8435 MW di NTC in condizioni winter peak. Ad essi si aggiungono i 500 MW provenienti dalla Grecia.

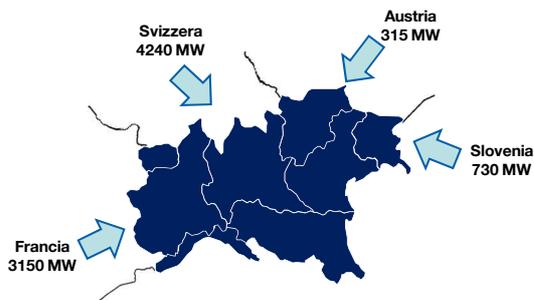


Figura 14 - Dati NTC massima 2014 (winter peak)- dati provvisori

Sulla frontiera Nord-Ovest (cfr. Figura 15 e Figura 16), nonostante nel corso del 2007 si sia verificata nei mesi estivi l'inversione dei flussi di potenza verso la Slovenia, a causa di un deficit temporaneo di produzione dall'area est, già dal

2008 si è osservato un graduale aumento del transito in importazione dalla frontiera slovena. Tale trend si è confermato fino a tutto il 2010. Successivamente l'entrata in servizio di dispositivi di controllo dei flussi di potenza sulla linea 380 kV Redipuglia Divaca (in particolare nel nodo 380 kV di Divaca) ha permesso di riequilibrare i flussi di potenza riportandoli entro i limiti di sicurezza programmati.

Nel corso del 2013 è aumentato il numero di ore in export sulla frontiera nord, più frequente nei giorni di basso carico (domenica e festivi) durante i mesi di aprile e maggio e in periodi di alta contemporaneità di produzione da fonte rinnovabile.

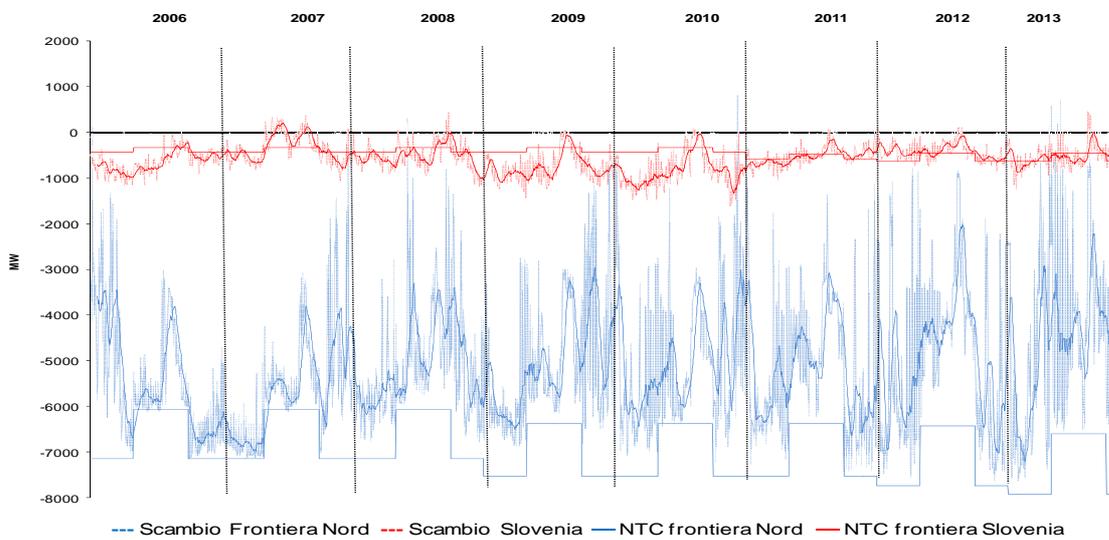


Figura 15 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore piene

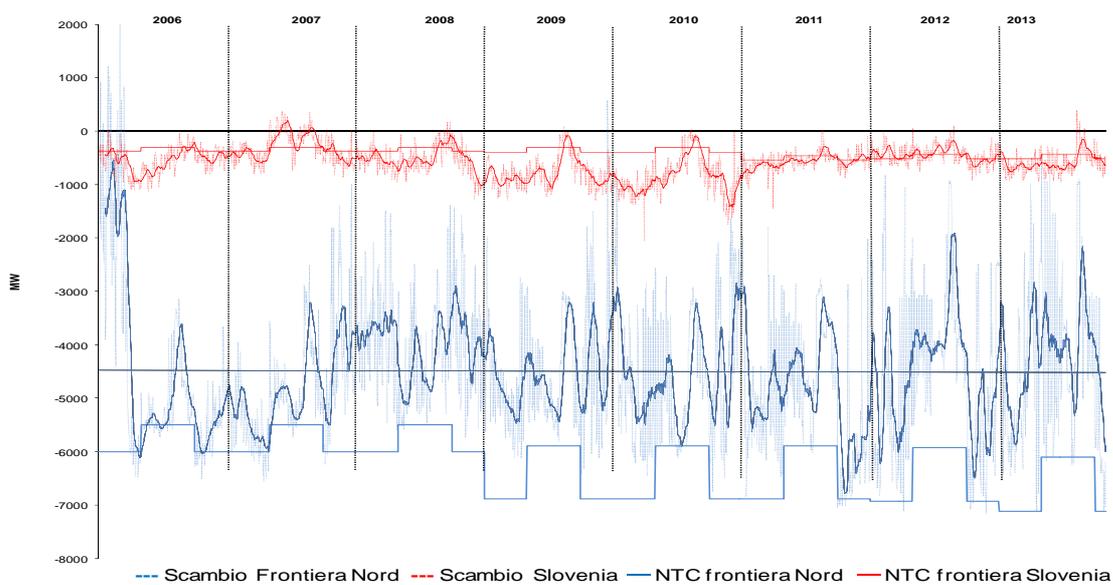


Figura 16 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore vuote

Nell'ultimo biennio 2012-2013 (cfr. Figura 17) si nota una maggiore variabilità dell'import rispetto al passato, con una deviazione standard di circa il 20% maggiore rispetto al 2011 e al 2010. Tale fenomeno, in parte riconducibile alla rapida evoluzione del mix produttivo in Europa

(principalmente a seguito delle politiche di nuclear phase – out e forte sviluppo della generazione da fonti rinnovabile) potrebbe tuttavia modificarsi in funzione della generazione dell'Est Europa nel medio-lungo periodo.

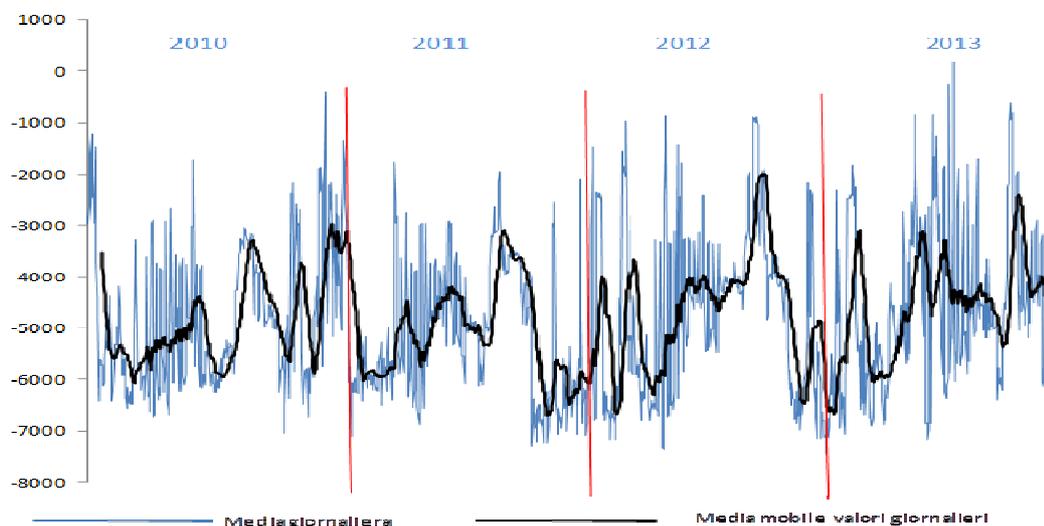


Figura 17 - Scambi frontiera Nord

1.2 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica

Oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti e l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, Terna ha il compito di risolvere i problemi legati alla presenza di congestioni di rete, anche al fine di ridurre il più possibile eventuali vincoli che rischiano di condizionare gli operatori elettrici.

Sussiste pertanto l'esigenza di tener conto sempre di più dei segnali provenienti dal mercato elettrico, inserendo nel processo di pianificazione della RTN l'analisi delle dinamiche del mercato.

In particolare, risultano rilevanti le evidenze desumibili dall'analisi:

- della separazione in zone nel Mercato del Giorno Prima (congestioni esistenti sulle sezioni di rete tra zone di mercato) determinano una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e, quindi, la formazione di prezzi differenti tra le diverse zone in cui il mercato è suddiviso;
- dell'approvvigionamento nell'ambito del Mercato dei Servizi di Dispacciamento di capacità produttiva a livello locale per risolvere le congestioni intrazonali, regolare le tensioni, oltre che fornire la riserva operativa

necessaria alla gestione in sicurezza della rete anche in considerazione del forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento dei vincoli che comportano congestioni di rete sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia per il cliente finale.

1.2.1 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export

Nel corso del 2013 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale anche se con scarti inferiori rispetto all'anno passato (Figura 18). Risulta una differenza media tra il mercato italiano ed i principali mercati esteri che si attesta attorno ai 25 €/MWh in più rispetto al mercato tedesco/austriaco ed intorno ai 20 €/MWh in più rispetto al mercato francese. Fenomeni contingenti quali fattori climatici o geopolitici con impatto nelle fonti primarie di approvvigionamento ed eventuali fuori servizio di elementi di rete strategici o importanti gruppi di generazione all'estero (fenomeni questi ultimi che si verificano molto di rado), possono contribuire a ridurre o ad annullare, in particolari situazioni, la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee prese in esame. Ne

è esempio il periodo di febbraio 2012 caratterizzato da temperature rigide con conseguente aumento della richiesta di energia elettrica per riscaldamento, oppure i primi mesi del 2013 dove ai fattori climatici si sono aggiunte varie indisponibilità di centrali produttive. Diametralmente opposto ciò

che si è registrato nella settimana dal 23 al 29 dicembre 2012: nelle ore tra la mezzanotte e le otto del mattino per i giorni 25, 26 si sono registrati prezzi negativi sul mercato tedesco con picchi orari negativi fino a 200 €/MWh per effetto del surplus di produzione.

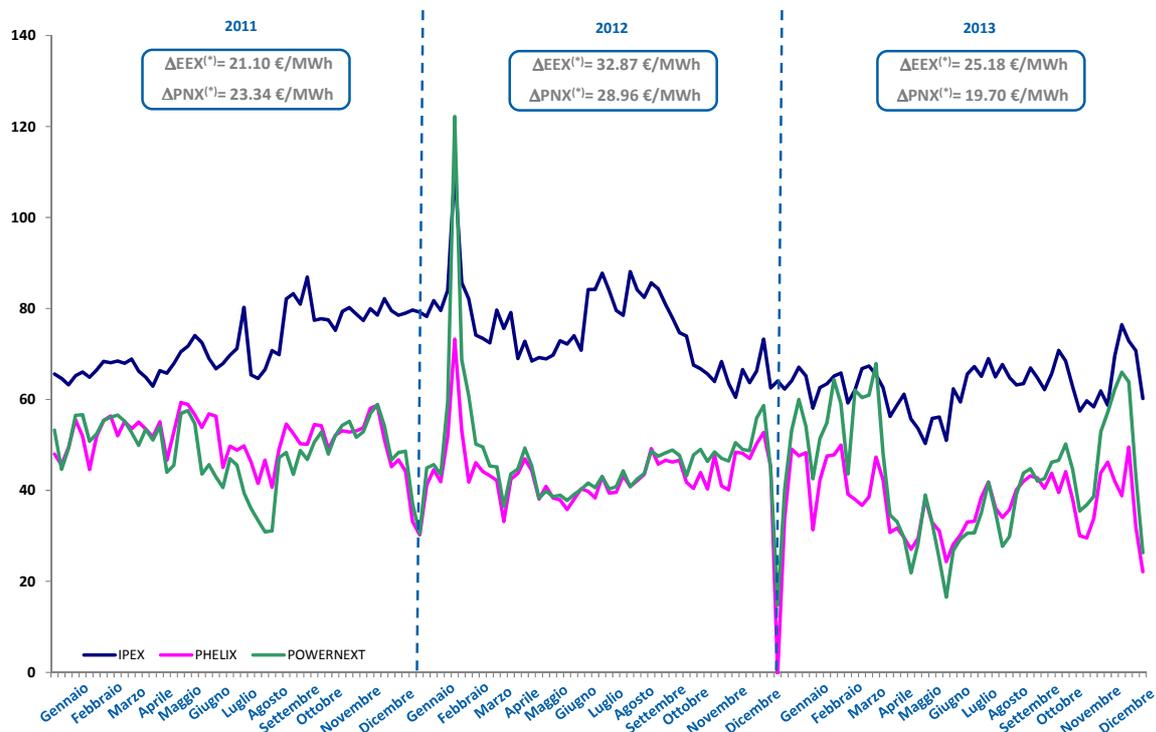


Figura 18 -Andamento settimanale Borse Europee, Gennaio 2011 – Dicembre 2013

1.2.2 Market Coupling Italia-Slovenia

Il grafico di seguito riportato (Figura 19) rappresenta l'andamento dei flussi di energia elettrica legati al coupling⁷ con la Slovenia⁸ nel corso del 2013 per ogni data e ora, nonché il differenziale tra il prezzo MGP della zona Nord e il prezzo della borsa slovena (BSP). I flussi in importazione riflettono uno spread positivo per la maggior parte delle ore, laddove casi di esportazione verso la Slovenia si verificano in ore in cui lo spread è negativo (o nullo).

Si noti che nel corso del 2013 si è avuta convergenza dei prezzi nel 12% delle ore, mentre in media lo Spread Nord-BSP è stato pari a 18,41 €/MWh. Per quanto riguarda la capacità allocata attraverso il coupling, essa in media è stata pari a 418 MW.

⁷ A partire dal 1° gennaio 2011 sulla frontiera italo-slovena è operativo il meccanismo di "market coupling", in base al quale la capacità di trasporto giornaliera viene allocata implicitamente attraverso i mercati del giorno prima italiano e sloveno.

⁸ Nel modello di mercato italiano essi sono rappresentati da flussi tra la zona virtuale BSP e la zona Nord.

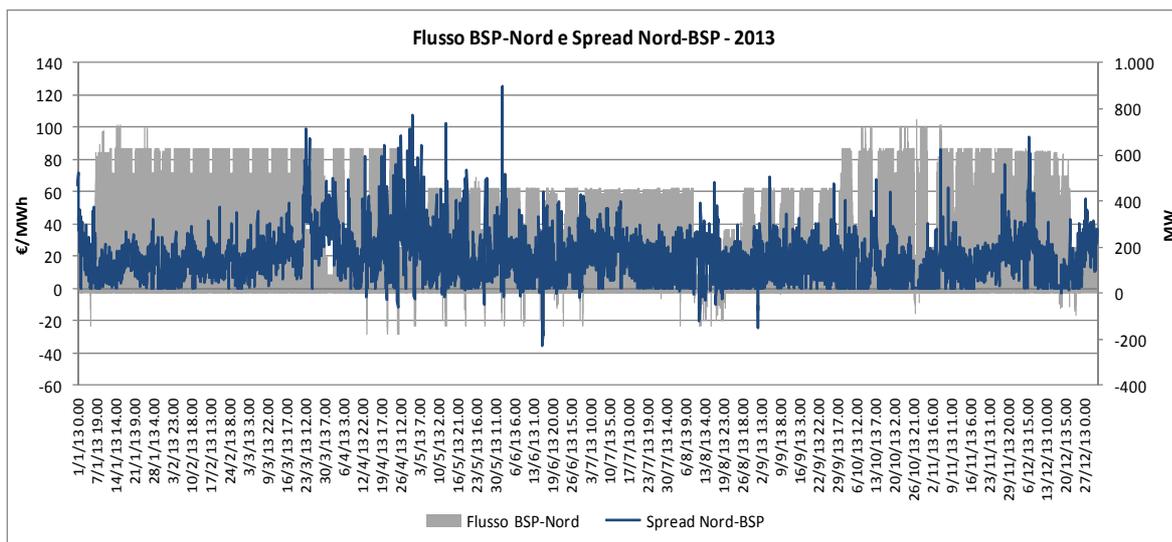


Figura 19 - Flusso BSP-Nord e Spread Nord-BSP 2013

1.2.3 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima

Nel mercato dell'energia elettrica una zona geografica o virtuale è una porzione di rete rilevante in cui l'equilibrio tra domanda e offerta viene determinato tenendo conto, ai fini della sicurezza, dei limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone geografiche confinanti. Tali limiti sono determinati ricorrendo a un modello di valutazione della sicurezza del sistema.

Inoltre sono individuate aree di produzione locale, denominate "poli di produzione limitata", che costituiscono delle zone virtuali, la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. I vincoli restrittivi sulla produzione massima dei poli di produzione possono

essere in parte controllati, ricorrendo a dispositivi di telescatto sulle unità di produzione in questione, attivati a seguito di predefiniti eventi, o possibilmente annullati a seguito dello sviluppo della rete elettrica locale o nelle aree limitrofe.

L'individuazione delle zone nasce dall'analisi della struttura della rete di trasmissione a 380 e 220 kV, dei flussi di potenza, che nelle situazioni di esercizio più frequenti interessano tali collegamenti, dalla dislocazione delle centrali di produzione sul territorio nazionale e dalle importazioni di energia dall'estero. Tale analisi è stata effettuata sulla base del criterio di sicurezza N-1, considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali dell'anno.

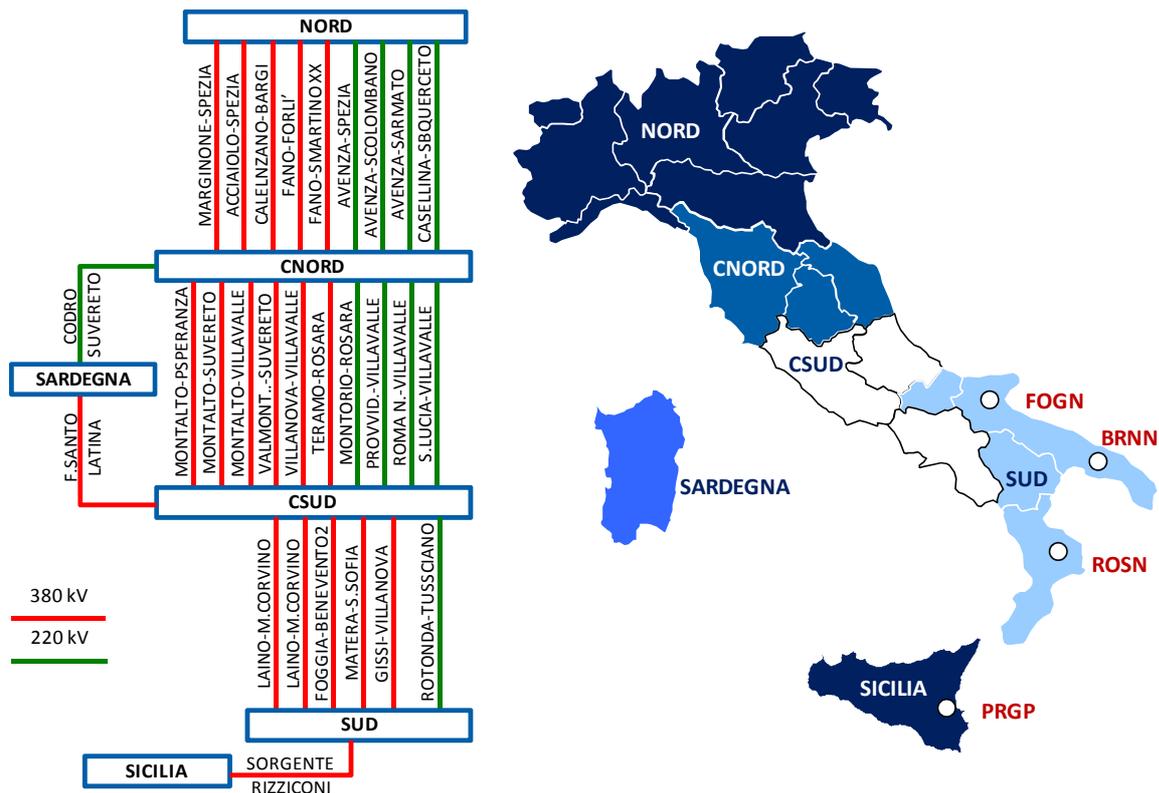


Figura 20 - Assetto zonale

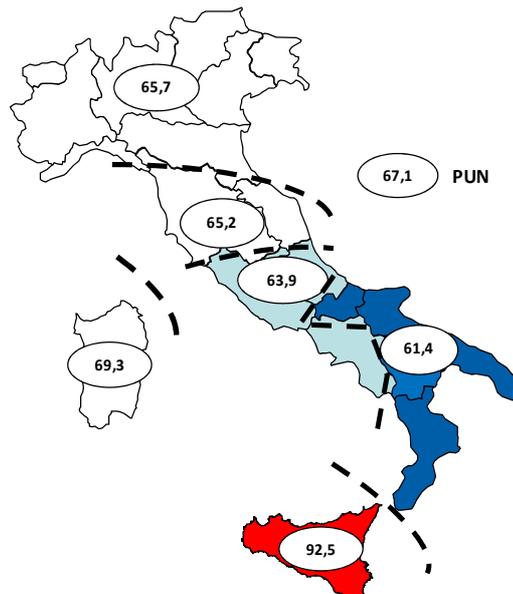
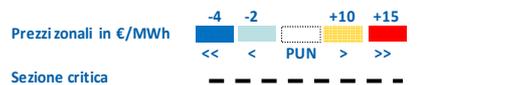
La configurazione, così come indicato in Figura 20, è quella in vigore dal 1 gennaio 2012.

Nella Figura 21 sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nell'MGP e sono evidenziate le sezioni con la maggiore frequenza di congestione. Quanto più frequente è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (prezzo unico nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive. Si conferma la tendenza del prezzo al Sud che si attesta a valori inferiori rispetto al Nord sempre per effetto della nuova configurazione zonale e dell'ingresso di nuova capacità produttiva competitiva. Rispetto allo stesso periodo indicato nel Piano di Sviluppo 2013 si evidenzia una diminuzione dei prezzi dovuta anche al decremento di domanda registrato sui mercati.

In particolare, il prezzo zonale più elevato rispetto al PUN è stato registrato in Sicilia, confermando la vetustà ed i relativi costi elevati del parco di generazione dell'isola. Tale differenza di prezzo potrebbe essere considerevolmente ridotta con l'entrata in esercizio degli interventi di rinforzo previsti nell'Isola e con il Continente.

Per quanto riguarda la Sardegna, il prezzo risulta sostanzialmente in linea con il continente a dimostrazione del positivo effetto dovuto al pieno sfruttamento del SAPEI.

La Figura 22 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Per l'anno 2013 si è registrato un ammontare complessivo di circa 189 milioni di Euro, sostanzialmente in linea con quanto registrato nell'anno 2012.



Fonte dati: GME

Figura 21 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2012 – giugno 2013)

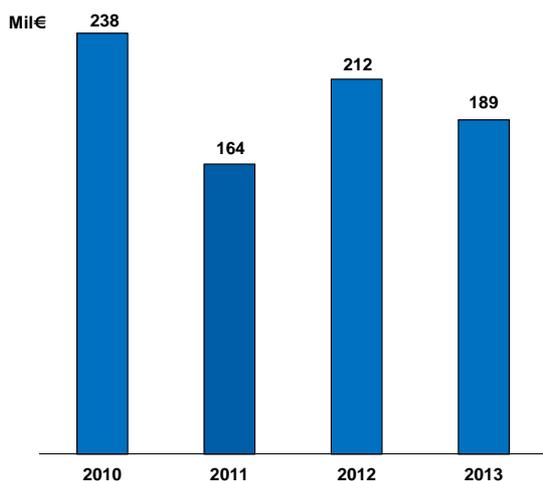


Figura 22 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

Un indice significativo per valutare lo squilibrio nell'allocazione delle risorse tra le zone di mercato e/o di inefficienza strutturale della rete è costituito dalla frequenza con cui si è verificata la saturazione del margine di scambio tra le zone di mercato in esito al Mercato del Giorno Prima.

La Tabella 1 riporta i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui, nel periodo luglio 2012 – giugno 2013, si sono manifestate le citate limitazioni di rete. Sono inoltre riportati i relativi pesi in termini di impatto sulla rendita da congestione.

Rispetto al medesimo periodo relativo agli anni 2011/2012, si riscontra un sostanziale allineamento dei valori tranne che per lo scambio Centro Sud - Sardegna la cui saturazione è sostanzialmente diminuita principalmente in relazione al positivo effetto dovuto al pieno sfruttamento del SAPEI.

Tabella 1 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2012 – giugno 2013)

Zone interessate	Ore congestione	Frequenza	Incidenza % su rendita
Sud → Centro Sud	1.223	11%	32%
Brindisi/Foggia → Sud	727	7%	18%
Rossano → Sicilia	6.061	57%	17%
C.Sud → C. Nord	835	8%	12%
Centro Nord → Nord	625	6%	6%
Centro Sud → Sardegna	456	4%	5%
Sicilia → Rossano	242	2%	1%

Le rendite da congestione (particolarmente alte tra le zone Sud/Centro Sud, Brindisi-Foggia/Sud e Rossano/Sicilia) sono un chiaro indice del differenziale di prezzo zonale che nasce dalla saturazione dei limiti di transito tra le zone di mercato.

Dall'analisi del comportamento del mercato risultano più frequentemente saturate nell'attuale configurazione zonale:

- la sezione Sud – Centro Sud⁹, nel verso Sud – Nord;
- la sezione Sicilia – Rossano, principalmente nella direzione continente verso isola, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali;
- la sezione Centro Sud – Centro Nord nel verso Sud – Nord.

Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema, non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e talvolta scoraggiano l'ingresso di nuova capacità, con maggiori rischi per la copertura in sicurezza del fabbisogno.

Nella Figura 23 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2013 divisi per tipologia di ore: lavorative ore di picco (08.00 – 20.00), lavorative ore fuori picco (20.00 – 08.00) e festive così come indicato sul sito del GME.

La settimana n. 6 (04/02/2013 – 10/02/2013) caratterizzata da temperature rigide ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a circa 119 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a circa 108 €/MWh.

⁹ Tale situazione è leggermente migliorata con l'incremento di +150 MW del limite di transito Sud-Centro Sud a fine 2012.

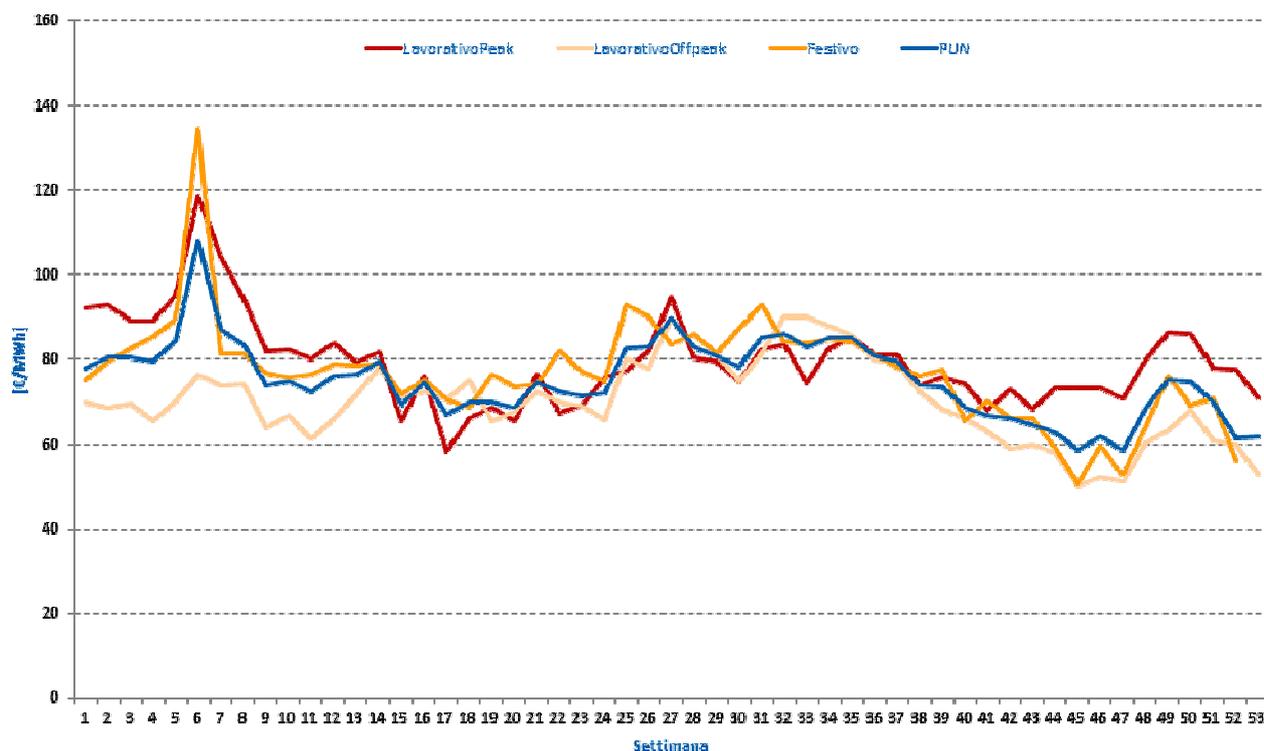


Figura 23 - Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2013 – dicembre 2013)

Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP

La concorrenza lato produzione è associata innanzitutto alla disponibilità sul mercato di capacità produttiva offerta da diversi operatori ed effettivamente selezionabile per soddisfare la richiesta, ossia alla reale possibilità per i produttori di contendersi la domanda. In aggiunta a tale aspetto bisogna anche considerare la capacità della rete di trasmissione di poter garantire l'approvvigionamento di tale capacità verso il carico in maniera efficiente ed economica.

Deficienze strutturali della rete evidenziano le esigenze generali di rinforzo che scaturiscono al fine di migliorare i livelli di concorrenza nel presente assetto del mercato (cioè con gli attuali operatori e con l'attuale parco produttivo).

A parità di offerta di acquisto e vendita, miglioramenti della contendibilità del mercato sono possibili a seguito del potenziamento delle linee di interconnessione tra zone caratterizzate da diversi livelli di indispensabilità degli operatori.

In base a tale criterio, gli interventi di potenziamento della RTN maggiormente efficaci da attuare sono, nell'ordine crescente di significatività, relativi alle seguenti sezioni:

- Sud - Sicilia (collegamento diretto);

- Foggia/Brindisi – Sud (equivalente)
- Sud - Centro Sud (collegamento diretto).

Si ritiene opportuno precisare che i risultati di tali analisi sono riconducibili alle problematiche di breve termine, mentre potrebbero essere inquadrati in ottiche differenti nel contesto degli scenari previsionali di sviluppo del sistema elettrico nazionale, in particolare quelli di medio – lungo periodo. Infatti, tali valutazioni possono essere modificate in modo significativo se si considerano politiche di integrazione dei mercati a livello europeo.

1.2.4 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti rilevanti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi.

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

nuova capacità di generazione, ecc.) non rimuovano le cause che vincolano la loro presenza in servizio.

Per il 2014 l'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza è limitata agli impianti indicati nella Tabella 2.

A partire dal 2010, gli Utenti del dispacciamento titolari degli impianti ritenuti essenziali da Terna per la gestione in sicurezza del Sistema, in alternativa all'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza, possono decidere di stipulare con Terna contratti a termine. Tali contratti sono caratterizzati da parametri economici definiti dall'Autorità, la cui diffusione è limitata ai soggetti interessati dalla stipula dei medesimi contratti. Tali contratti comportano l'obbligo di presentazione di offerta sul MSD con riferimento ad una capacità almeno pari a quella contrattualizzata ad un prezzo a salire e/o a scendere la cui formula è definita dall'Autorità.

Tabella 2 - Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto	Motivazione
Assemini	La c.le, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna. Tale criticità potrà essere superata a valle dell'implementazione di una nuova direttrice di riaccensione.
Bari	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale. Tali criticità potranno essere superate in seguito alla realizzazione della nuova SE 380/150 kV di Palo del Colle e dei collegamenti alla locale rete a 150 kV
Centro Energia Ferrara	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza dell'area, in particolare la zona industriale di Ferrara, ed una migliore distribuzione dei flussi di energia sulla rete. Tali criticità potranno essere superate a valle della realizzazione delle opere per il Riassetto rete di Ferrara.
Monte Martini	Il gruppo turbogas della c.le, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza città di Roma.
Ottana	La c.le risulta essenziale per la regolazione e la gestione in sicurezza del sistema elettrico sardo particolarmente nei periodi di esercizio degradati della rete. Le iniziative per la risoluzione prevedono l'individuazione di misure opportune per il ripristino degli adeguati livelli di regolazione secondaria da parte delle unità di produzione dell'isola e la valutazione su possibilità di migliorare la capacità di regolazione in assenza di uno dei

Impianto	Motivazione
	collegamenti di interconnessione anche attraverso le nuove tecnologie disponibili sul mercato.
Porcari	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza ed un adeguato profilo di tensione sulla rete AT dell'area. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione della nuova SE di trasformazione 380/132 kV prevista nell'ambito dell'intervento di sviluppo "Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca"..
Porto Empedocle	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud occidentale della Sicilia. Il vincolo all'essenzialità potrà essere ridotto in seguito all'installazione del reattore nella stazione 220 kV Cattolica Eraclea.
Portoferraio	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza della rete AT dell'Isola d'Elba. Tale criticità potrà essere superata a valle della realizzazione del nuovo elettrodotto 132 kV tra l'Isola d'Elba e il Continente e le relative opere connesse.
San Filippo del Mela 220 kV	La c.le risulta essenziale per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Le iniziative ad oggi previste nel PdS comprendono la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente – Rizziconi e opere connesse.
San Filippo del Mela 150 kV	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno superate con la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi e opere connesse.
San Quirico	La c.le, connessa sul livello di tensione 132 kV, risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete AT locale. Tale criticità sarà superata con l'installazione di una nuova trasformazione 380/132 kV presso la Stazione 380 kV di Parma Vigheffio .
Sulcis	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud della Sardegna. Tale criticità sarà superata in seguito all'installazione di dispositivi atti a migliorare la capacità di regolazione nell'isola.

Impianto	Motivazione
Trapani turbogs	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 220 kV della Sicilia occidentale in particolari assetti di esercizio e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno notevolmente ridotte in seguito alla realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Chiaromonte Gulfi (Assoro)-Ciminna e dell'elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore e dalla stazione 220/150 kV di Fulgatore.

Tabella 3 - Impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola del Giglio	Centrale Campese	Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Alicudi	Alicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia - Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di Capri	Centrale elettrica di Capri	SIPPIC S.p.A.
Isola di Favignana	Impianto di Favignana	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.
Isola di Filicudi	Filicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Lampedusa	Centrale elettrica - Lampedusa	S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.
Isola di Levanzo	Levanzo	Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l.
Isola di Linosa	Centrale elettrica - Linosa	S.EL.I.S. Linosa S.p.A.
Isola di Lipari	Centrale SEL	Società Elettrica Liparese S.r.l.
Isola di Marettimo	Centrale elettrica - Marettimo	S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.
Isola di Panarea	Panarea	Enel Produzione Spa
Isola di Pantelleria	Centrale elettrica - Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Cesarano	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Le Forna	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Salina	S.Marina Salina	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	Malfa	Enel Produzione Spa

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola di Stromboli	Stromboli	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Ginostra Termoelettrico	Enel Produzione Spa
Isola di Ustica	Centrale Ustica	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c
Isola di Ventotene	Ventotene	Enel Produzione Spa
Isola di Vulcano	Vulcano termo	Enel Produzione Spa
Isole Tremiti	Centrale "Germano Giacomo"	Germano Industrie Elettriche S.r.l.

Infine, come previsto da delibera dell'AEEG ARG/elt 89/09, nell'allegato A27 del Codice di rete è indicato anche l'elenco degli impianti essenziali per le reti elettriche non interconnesse. Tale classificazione è valida fino al 31/12/2014 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In Tabella 3 si riporta l'elenco delle suddette unità.

1.2.5 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

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

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

Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito al Mercato dell'energia (MGP e MI), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD-ex ante e MB), programmando un avviamento o una riduzione/spegnimento della centrale. Queste selezioni avvengono di norma nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull'MSD delle unità meno

efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati.

Qualora si renda necessario il funzionamento di unità di produzione per la gestione in sicurezza del sistema e i tempi di avviamento di tali unità non siano compatibili con la gestione in tempo reale, come nel caso di unità di tipo termoelettrico diverse dai turbogas a ciclo aperto, la selezione viene effettuata nella fase di programmazione (ex ante) del Mercato per il servizio di dispacciamento e corrisponde ad un avviamento imposto a programma.

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

Per questo la presenza di avviamenti a programma rappresenta un onere per il sistema, dato il differenziale tipicamente positivo tra i prezzi offerti per la disponibilità all'aumento e quelli offerti per la disponibilità alla riduzione del livello di produzione.

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

- l'approvvigionamento dei margini di riserva a salire aggiuntivi rispetto a quanto già offerto sul MGP;
- vincoli di produzione generati dall'indisponibilità di elementi di rete appartenenti alla rete di trasmissione nazionale;
- la risoluzione di congestioni a programma;
- la verifica del mantenimento di adeguati profili di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

Per quanto riguarda i margini di riserva, lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sul MSD, incrementando la magliatura del sistema e rendendo, quindi, fruibili a porzioni più estese della rete le risorse di produzione.

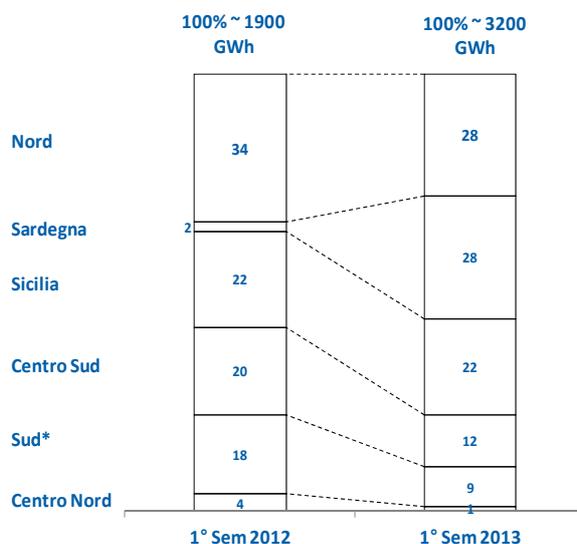
Le attività di sviluppo determinano in generale una riduzione delle altre criticità sopra citate riconducibile principalmente alla più ampia fungibilità delle risorse di dispacciamento nelle zone della RTN attualmente soggette a vincoli di rete.

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

Di seguito si riporta il risultato di analisi sulle dinamiche di offerta sul MSD di quelle unità di tipo termoelettrico che sono state oggetto di avviamenti imposti a programma per i suddetti motivi.

Nella Figura 24 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti – nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2012/2013 – per le suddette motivazioni tecniche, a prescindere dall'ordine di merito economico per le sole unità termiche. Si può osservare come la gran parte degli avviamenti a programma in percentuale sia concentrata nelle zone Sardegna, Sicilia e Nord. I dati si riferiscono all'energia movimentata. Si riscontra un sostanziale aumento delle movimentazioni (+70%) dovuto essenzialmente al differente utilizzo delle unità essenziali in particolar modo nella zona Sardegna rappresentanti circa la metà dell'incremento.

Lato Sicilia le movimentazioni sono dovute alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento, lato Nord alla maggiore incidenza delle importazioni di energia a basso costo dall'estero, ai lavori previsti sulla rete di trasmissione ed in generale da problemi di congestioni e tensione che condizionano l'impiego degli impianti di produzione.



*Comprende i poli limitati di Foggia, Brindisi e Rossano

Figura 24 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato

Nella Figura 25 è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati alle movimentazioni a programma di unità produttive nel MSD ex-ante nel periodo Luglio 2012 – Giugno 2013, confrontati con la previsione di domanda zonale utilizzata ai fini dello svolgimento del MSD. In particolare l'onere associato alle movimentazioni a programma è stato valutato considerando la differenza tra il prodotto della quantità a salire per il prezzo medio a salire, che Terna riconosce alle unità

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

Per quanto riguarda gli oneri associati all'MSD, nel periodo Luglio 2012- Giugno 2013 si è riscontrata una spesa in aumento rispetto al periodo Luglio 2011 – Giugno 2012.

Dall'analisi della Figura 25 si può notare che circa il 50% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla Sicilia, dalla Sardegna e dal Sud che rappresentano circa il 20% del fabbisogno di energia elettrica del Paese registrato nel periodo di riferimento.

Nonostante la diversa ripartizione sul territorio degli oneri per l'approvvigionamento di alcuni servizi (ad esempio esigenze di riserva) possa essere attribuita in parte agli esiti del mercato, i costi di approvvigionamento sono in prevalenza legati alla presenza di vincoli strutturali di esercizio della rete a livello d'area o locale.

In Sicilia il ricorso alle risorse approvvigionate sul MSD è motivato essenzialmente da esigenze di esercizio in sicurezza:

- dell'area nord – orientale dell'Isola, con particolare riferimento alla necessità di garantire adeguati profili di tensione sulla rete a 150 kV del messinese;
- della rete a 150 kV del siracusano, anche in caso di fuori servizio di linee a 150 kV dell'area;
- della rete di trasporto nell'area di Palermo;
- della rete a 220 e 150 kV che alimenta il carico dell'area occidentale dell'Isola.

In Sardegna¹⁰, le unità chiamate a produrre nel MSD sono funzionali a:

- controllare le tensioni e garantire la stabilità del sistema in caso di avaria di unità di produzione;
- assicurare adeguati margini di riserva di potenza.

Al Sud l'approvvigionamento di risorse di generazione è dovuto principalmente alle attuali carenze strutturali del sistema di trasmissione primario in AAT che collega i poli produttivi del sud del paese ai centri di carico. A causa dell'insufficiente capacità di trasporto della rete, occorre modulare le produzioni in alcuni nodi di rete, al fine di ridurre il rischio di transiti eccessivi sui collegamenti potenzialmente critici. Si sono, inoltre, rese necessarie azioni di regolazione da parte dei

gruppi di generazione dei poli di produzione per compensare gli elevati livelli delle tensioni sulla rete.

Tra i principali problemi che richiedono la selezione di unità in MSD si evidenzia anche l'esigenza di contenimento dei transiti in direzione da Sud verso Nord, in situazioni caratterizzate da elevata produzione degli impianti da FRNP.

Nelle zone Centro Sud e Centro Nord i principali problemi che richiedono la selezione di unità sul MSD sono da attribuire:

- al mantenimento degli adeguati livelli di tensione sulla rete nell'area di Roma; in particolare in condizioni di basso carico (ad esempio nel fine settimana) risulta necessario regolare la tensione utilizzando i poli produttivi dell'alto Lazio per modulare la potenza reattiva sulla rete;
- alla sicurezza di esercizio della rete primaria in Toscana e in particolare alla necessità di mantenere gli adeguati livelli di tensione nell'area di Firenze, Siena ed Arezzo (in condizioni di alto carico);
- alla regolazione dei transiti tra le zone di mercato Nord e Centro – Nord;
- ad assicurare in caso di gravi disservizi un efficace servizio di riaccensione della porzione della rete in questione;
- alla mancanza di una adeguata riserva di potenza per la rete locale in AT che alimenta il carico nell'area di Livorno, Pisa e Lucca.

Nella zona Nord, utilizzando le risorse del MSD, essenzialmente si riescono a garantire i margini di potenza attiva e reattiva necessari sulla rete nell'area di Milano e nel nord dell'Emilia oltre che risolvere le congestioni intrazonali che si verificano a seguito degli elevati flussi di energia dalla zona Nord Ovest verso la zona Nord Est.

¹⁰ In Sardegna si è registrato un maggior ricorso a risorse di dispacciamento, anche in relazione alle mutate condizioni di esercizio del sistema sardo.

Lug 2012 – Giu 2013 MSD ex ante

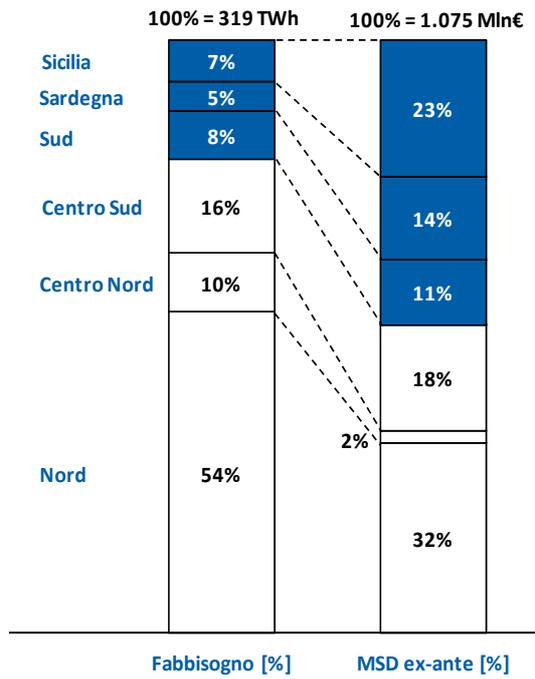


Figura 25 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato (luglio 2012 – giugno 2013)

Allegato 3

Valutazioni Tecnico-Economiche

1 Introduzione

Il presente Documento, riservato al MISE e all'AEEG, è redatto ai sensi del Decreto del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 20 Aprile 2005, così come aggiornato il 15 Dicembre 2010, il quale prevede che il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale venga corredato, tra l'altro, delle seguenti informazioni:

- una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
- l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- un'analisi costi – benefici dei principali interventi di sviluppo in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'Estero e alla riduzione delle congestioni.

Per quanto riguarda l'analisi costi – benefici, TERNA, a partire dal 2005, applica una metodologia basata sul confronto dei costi e dei benefici dei principali interventi di sviluppo ai fini del calcolo dell'indice IP (indice di profittabilità per il sistema). TERNA ogni anno aggiorna i principali parametri per la valorizzazione dei potenziali benefici apportati all'intero sistema elettrico nazionale.

Dal 2013, in linea con le indicazioni ricevute dall'AEEG, TERNA ha peraltro avviato una graduale rivisitazione delle analisi di sostenibilità economica al fine di dare maggiore trasparenza al processo di valorizzazione dei benefici e dei costi di investimento, in funzione delle principali assunzioni relative agli scenari e ai modelli di calcolo adottati.

I suddetti progressi saranno realizzati tenendo nella dovuta considerazione la metodologia *Cost Benefit Analysis* (CBA) di ENTSO-e in via di definizione¹ in ambito europeo secondo quanto previsto dalla normativa comunitaria.

¹ In accordo a quanto previsto all'Art. 11 del Regolamento 347/2013 tale metodologia riceverà entro febbraio 2014 il parere formulato da ACER. A valle di tale parere, EC e stati Membri avranno altri 3 mesi a disposizione per definire il loro parere ed informare ENTSO-E (entro maggio 2014). ENTSO-E a sua volta avrà altri 3 mesi a disposizione (entro agosto 2014) per adattare la propria metodologia in base ai commenti ed alle opinioni ricevute, prima di sottoporre alla sola Commissione la versione finale della metodologia CBA per l'approvazione definitiva, prevista entro settembre 2014.

2 Contenuti del documento

Il presente documento, nel capitolo 3, fornisce un quadro di sintesi sullo stato di avanzamento dei principali interventi di sviluppo previsti nei Piani di Sviluppo precedenti e una descrizione sintetica delle problematiche riscontrabili nella realizzazione delle opere che possono portare ad un ritardo rispetto alla data indicata come entrata in esercizio degli asset in costruzione.

Il capitolo 0 è dedicato alle analisi tecnico – economiche, con evidenza della metodologia attualmente in uso, delle assunzioni alla base delle analisi, e dei risultati in termini di benefici e indice di profittabilità (IP) per i principali interventi di sviluppo della RTN classificati in base alla finalità principale, ovvero al principale beneficio elettrico che

apportano al sistema. E' importante precisare che tale classificazione non descrive univocamente ed in maniera esaustiva l'effetto degli interventi di sviluppo poiché ogni singolo intervento, con le opere che lo accompagnano, può avere una valenza molteplice. Non si può escludere inoltre che le singole componenti di beneficio possano variare nel tempo, in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale.

Il capitolo 5 è dedicato ad una descrizione dello stato di avanzamento della sperimentazione sui sistemi di accumulo diffuso.

3 Stato di avanzamento attività di sviluppo della RTN

Di seguito si fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti nei Piani di Sviluppo precedenti. In particolare:

- nel paragrafo 3.1, con riferimento agli interventi previsti nei precedenti Piani, sono descritte tutte le attività completate nel corso del 2013;
- nel paragrafo 3.2 sono riportate le principali opere di sviluppo in corso di realizzazione con indicazione delle opere che, nel corso del 2013 e negli anni precedenti, hanno ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ai sensi della Legge 239/04, e delle opere connesse ad impianti da fonte rinnovabile che hanno conseguito l'autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio ai sensi del D.lgs. 387/03;
- nel paragrafo 3.3 sono riportate le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2013 e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2013;
- nel paragrafo 3.4 sono riportate le principali opere di sviluppo in fase di concertazione per la definizione della migliore localizzazione sul territorio.

Per una migliore lettura delle tabelle di avanzamento è necessario precisare che nella maggior parte dei casi un Intervento di Sviluppo è composto da:

1. **opera principale:** consiste nell'infrastruttura elettrica principale a cui sono associati i maggiori benefici; essa è corredata anche dalle opere interferenti (es. varianti di opere esistenti e oggetto dello stesso iter autorizzativo) e dalle opere propedeutiche² alla realizzazione (es. predisposizione montanti in stazione, adeguamento sezioni in impianti esistenti, ecc.);

2. **opere connesse:** sono quelle attinenti all'opera principale facenti parte dell'intervento previsto nel PdS, ma realizzabili in fase temporalmente differente rispetto all'opera principale (es. potenziamenti di elettrodotti, raccordi, riclassamenti, varianti in cavo, ampliamento di sezioni, demolizioni);
3. **opere di Razionalizzazione associate:** consistono nelle razionalizzazioni elettriche (talvolta previste da protocolli di intesa sottoscritti con Regioni ed EE.LL.) non tecnicamente necessarie per l'opera principale ma ad esse complementari (per garantire l'accettabilità dell'intervento e la massimizzazione dei benefici) la cui realizzazione può essere successiva alla realizzazione dell'opera principale.

Pertanto, a seconda dello stato di avanzamento delle opere che lo compongono, uno stesso Intervento potrà essere richiamato in più tabelle.

Il paragrafo 3.5 riporta inoltre l'elenco delle principali opere di sviluppo in valutazione (ossia opere riportate in piani precedenti già approvati, per le quali non si prevede al momento l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano) la cui selezione è stata effettuata sulla base dell'analisi delle condizioni di reale fattibilità e della variazione degli scenari/contexto di riferimento.

² Opere propedeutiche: sono le opere propedeutiche alla realizzazione dell'opera principale che potrebbero seguire un iter autorizzativo/realizzativo differente da quello dell'opera principale.

3.1 Opere di sviluppo ultimate

Nel corso del 2013 gli sforzi nell'implementazione degli interventi di sviluppo hanno portato alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della rete. Una completa descrizione delle singole opere viene riportata anche nel documento *Avanzamento dei Piani precedenti* che accompagna il PdS 2014.

In Tabella 1, Tabella 2 e Tabella 3 sono riportate, rispettivamente, le opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni e quelle ultimate per le connessioni di impianti da produzione rinnovabile e di impianti di distribuzione (CP) ed RFI nel periodo Gennaio-Dicembre 2013 con indicazione dell'impegno economico (costi di investimento) sostenuto per l'entrata in esercizio.

Tabella 1 – Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€)
Piemonte	3-P	Potenziamento interconnessione Italia - Francia	Rimozione limitazioni elettrodotti 380 kV Villarodin – Venaus e Venaus – Piossasco	set-13	28
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Elettrodotto 220 kV Stura – TO Centro	ott-13	7,8
Piemonte	13-P	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	Ricostruzione elettrodotto a 132 kV Cerreto Castello – Biella Est	giu-13	6,6
Lombardia	130-P	Linea 132 kV “Peschiera – Vaiano Valle – Bolgiano” (Ex Stazione 220 kV Sud Milano)	Elettrodotto 132 kV Peschiera – Vaiano Valle – Snam S.Donato M.se	giu-13	3,4
Lombardia	134-P	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Interramento dell’ elettrodotto 220 kV Taio – Cedegolo (nel tratto Temù – Passo del Tonale)	ott-2013	5
			Interramento dell’elettrodotto 132 kV Temù – Cogolo (nel tratto Temù – Passo del Tonale)	ott-13	13
			Installazione reattanza di 100 MVar presso la SE 220 kV Cedegolo	ott-13	1,6
Lombardia	135-P	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Interramento di porzione della linea a 220 kV Glorenza – Cesano tra Bagni di Bormio e Piazza	dic-13	8,4
Lombardia	115-P	Razionalizzazione 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV Baggio – Ric. Ovest	ago-13	12,3
Friuli-Venezia Giulia	215-P	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	Realizzazione nuova linea elettrica a 132 kV in cavo interrato Randaccio – Lisert e demolizione della linea aerea 132 kV Randaccio – Opicina	ago-13	3,3
			Nuova stazione di smistamento 132 kV di Duino e raccordi alla linea 132 kV Randaccio – Lisert	ago-13	3,8
Friuli-Venezia Giulia	244-P	Stazione 220 kV Udine N.E.	Rifacimento delle sezioni 132 e 220 kV, con la realizzazione della seconda sbarra 220 kV della SE Udine N.E.	giu-13	7,8

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€)
Friuli-Venezia Giulia	243-P	Rete AT area Nord di Udine	Rimozione limitazioni elettrodotto 132 kV Tarvisio – Chiusaforte	ott-13	2
Friuli-Venezia Giulia / Veneto	223-P	Potenziamento rete 132 kV fra Planais e Salgareda	Rimozione limitazioni elettrodotti 132 kV Caorle – Bibione e Lignano – Bibione	nov-13	1,1
Veneto	242-P	Elettrodotto 132 kV Dugale-Chiampo	Rimozione limitazioni elettrodotto 132 kV Dugale – Chiampo	dic-13	1
Veneto	226-P	Rete 132 kV area Nord Venezia	Rimozione limitazioni elettrodotto 132kV Treviso Est-Venezia Nord	set-13	0,7
Emilia-Romagna	332-P	Stazione 380 kV Marginone	Installazione reattanza 200 MVar sulla sezione 380 kV della SE Marginone	nov-13	2,8
Toscana	303-P	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze - S. Barbara	Realizzazione elettrodotto in cavo 380 kV tra la SE di transizione aereo/cavo collegamento Fontelupo e la SE 380 kV Tavarnuzze	nov-13	12,8
Toscana	313-P	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello	Declassamento a 132 kV e collegamento dell' elettrodotto (ex 220 kV) Tavarnuzze – S. Dalmazio a Larderello raccordo rispetto alle linee a 132 kV Certaldo – Poggibonsi e Gabbro – Larderello	set-13	0,8
Toscana	305-P	Razionalizzazione di Arezzo	Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Siena B	apr-13	0,2
Abruzzo	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	Nuova sezione 150 kV della SE di Villanova (PE) e separazione delle sezioni 132 kV e 150 kV	lug-13	4,5
Lazio	418-P	Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano	Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Latina – Pontinia ZI	nov-13	1,2
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Nuovo ATR 380/220 kV presso la SE S. Maria C.V.	dic-13	3,4
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Rimozione limitazioni sull'elettrodotto 150 kV Lettere – Scafati	apr-13	0,6
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile in Campania	Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Lauria – Padula	giu-13	2,8
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Bisaccia SE – Bisaccia CP	dic-13	0,3

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€)
Campania	511-P	Stazione 380 kV S. Sofia	Elettrodotto 150 kV Airola – Palo 1 (Maddaloni) cd. Durazzano	giu-13	0,3
Campania	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Elettrodotto in cavo 150 kV Cuma – Patria	giu-13	18,6
Puglia	526-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia	Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Stornara – Trompiello	ago-13	5
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Foggia Ind. – Carapelle	ago-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Carapelle – Ortanova	set-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Ortanova – Trompiello	set-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Troia SE – Troia CP	dic-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Troia – Orsara	dic-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV SE Cianfurro – SE Pisciole	ott-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Cerignola – Canosa	nov-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Altamura – Altamura All.	dic-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Altamura All. – Gravina	dic-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Cerignola – Stornara	ott-13	
Puglia	522-P	Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest	Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV Taranto N. – Grottaglie	mag-13	1,4
			Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV Palagiano – Taranto Nord	nov-13	1,8

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€)
Calabria	509-P	Riassetto rete Nord Calabria	SE 380 kV di Aliano: raccordi linea 150 kV Pisticci – Senise ; Demolizione elettrodotto 150 kV Rotonda – Agri	lug-13/ago-13	28,1
Calabria	521-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Calabria	Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV Crotone – Isola C.R.	mag-13	0,8
Calabria	508-P	Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra	Nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE 380 kV di Maida e la SE 380 kV di Feroletto	nov-13	11,5
Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Ampliamento della sezione 380 kV della SE 380/220/150 kV Sorgente, ATR 380/220 kV e reattore di sbarra 380 kV da 258 Mvar	giu-13	26,3
Sardegna	706-P	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto – Porto Torres	Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV Fiumesanto – P. Torres	dic-13	1

Tabella 2 – Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni di impianti da produzione rinnovabile nel corso del 2013 - nuove stazioni elettriche

Regione	Codice Intervento	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto (M€)
Trentino-Alto Adige	607-C	Nuova SE 132 kV di Molini di Tures e relativi raccordi aerei in entra - esce alle linee 132 kV Molini di Tures - CP Brunico e Molini di Tures – Brunico ME	set-13	9,1
Molise	700-C	Ampliamento SE 380/150 kV di Larino	ott-13	2,9
Lazio	711-C	Nuova SE 150 kV Arlena da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV Canino – S. Savino	feb-13	4,4
Calabria	1111-C	Nuovo ATR 380/150kV e nuova sezione 150kV presso la SE Scandale	ott-13	6,7
Sicilia	508-C	Nuova SE 150 kV Mistretta da inserire in entra - esce alla linea 150 kV Serra Matarocco All. - Troina CP	dic-13	4,1

Tabella 3 – Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni di impianti di distribuzione (CP) e impianti RFI nel corso del 2013

Regione	Codice Intervento	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto (M€)
Lombardia	921-C	Raccordi della CP di Settimo Milanese alla linea a 132 kV Seguro – Ut. italtel	nov-2013	0,3
Veneto	655-C	Raccordi della CP Padova Z.I di Enel Distribuzione alla linea 132 kV Acegas PAS – Padova	dic-2013	0,1
Liguria	1014-C	Raccordi della CP di Enel Distribuzione in loc. Quartaie alla linea 132 kV Molassana – San Colombano	mag-2013	0,7
Emilia-Romagna	841-C	Raccordi della CP Bedonia di Enel Distribuzione alla linea 132 kV Borgonovo – Borgotaro	ott-2013	2,4
Sicilia	576-C	Raccordi della CP Mazzarino di Enel Distribuzione alla linea 150 kV Ravanusa – S.Cono	set-2013	0,1

3.2 Opere di sviluppo in realizzazione

Di seguito sono riportate:

- le principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2013 (Tabella 4);
- le principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2013 (Tabella 5);
- le principali opere di sviluppo in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni, relativi a stazioni elettriche di trasformazione (nuove stazioni elettriche ed ampliamenti di trasformazioni esistenti) e nuove stazioni di smistamento (Tabella 5).

Le date di messa in servizio previste e le stime dei costi di realizzazione si riferiscono all'entrata in esercizio delle principali opere descritte e possono differire da quelle relative all'intero intervento. Per quanto riguarda in particolare la stima dei costi di investimento si tratta della migliore previsione al 31 dicembre 2013 e potrebbe pertanto essere oggetto di rivisitazione fino all'entrata in esercizio dell'opera.

La stima dei tempi di entrata in esercizio delle diverse opere indicate nelle tabelle sullo stato di avanzamento degli interventi è funzione di una serie di fattori che possono riassumersi in:

- lunghezza dell'elettrodotto in linea aerea e difficoltà derivanti dal territorio in cui si sviluppa;
- lunghezza di eventuali tratti in cavo e dei tempi di fornitura degli stessi (funzione del carico di lavoro delle fabbriche);
- accessibilità ai cantieri per la realizzazione delle fondazioni e il montaggio dei sostegni;
- organizzazione del cantiere e risorse disponibili
- velocità di installazione dei cavi secondo tipologia di zona (urbana, suburbana, extraurbana);
- presenza o meno nelle stazioni di macchinario destinato alla trasformazione (durata di fabbricazione di almeno 12 mesi);
- presenza o meno nelle stazioni di sezioni isolate in SF6 (durata di fabbricazione di circa 12 – 14 mesi);
- fattori climatici nelle esecuzioni delle opere (periodi invernali condizionano l'esecuzione di attività di cantiere per gli elettrodotti);
- caratteristiche dei terreni sui cui ricadono gli impianti da sviluppare³;
- standardizzazione o meno dei componenti e delle opere;
- procedure e regolamenti adottati per forniture e appalti;
- politiche di committenza (ad es. suddivisione in lotti);
- situazioni del mercato degli appaltatori e fornitori nel settore specifico;

³ Si possono incontrare difficoltà realizzative per la natura del terreno (alta montagna, terreni cedevoli con necessità di consolidamento, terreni ricadenti in aree SIN ovvero inquinati con necessità di bonifica). In particolare, per elettrodotti in cavo interrato, possono verificarsi difficoltà per la presenza di attraversamenti (fiumi, strade) o la presenza di aree fortemente urbanizzate come le aree metropolitane. Per quanto riguarda la realizzazione di nuove stazioni, la morfologia del terreno può rendere particolarmente lunghi e complessi i lavori quando, ad esempio, esso presenti forti pendenze con necessità di consistenti sbancamenti oppure quando risulti inquinato e quindi interessato da opere di bonifica.

- possibili problematiche successive allo svolgimento dell'iter autorizzativo⁴.

⁴ Si possono verificare ulteriori scostamenti rispetto ai tempi stimati nei documenti tecnici a corredo del procedimento autorizzativo in fase di progettazione esecutiva e/o dell'avvio dei cantieri delle opere. Possono infatti verificarsi, a titolo esemplificativo:

- prescrizioni indicate nel decreto autorizzativo sia di tipo ambientale che archeologico (ad esempio: limitazione lavori in determinati periodi dell'anno in casi di aree interessate dalla presenza di specie faunistiche protette, vincoli di osservazione/monitoraggio preventivi degli habitat naturali e dei flussi faunistici migratori, particolari limitazioni in ambienti oggetto di tutela, bonifica da ordigni bellici da eseguire prima dell'apertura del cantiere, caratterizzazioni ed eventuali bonifiche dei siti, ecc.);
- rallentamenti o sospensioni del cantiere conseguenti al ritrovamento di reperti archeologici;
- smantellamenti di elettrodotti aerei preliminarmente all'avvio del cantiere dell'opera principale in modo da assicurare un saldo positivo o nullo tra assets esistenti e nuove realizzazioni;
- rallentamenti per problematiche correlate all'accesso ai fondi dovute in alcuni casi alla mancanza di accordi bonari che necessitano quindi dell'attivazione di procedure più complesse di accesso coattivo ed esproprio, in altri della non certa individuazione dei proprietari dei fondi e in altri casi ancora per la presenza di aree o fondi gravate da usi civici che comporta una specifica procedura di svincolo;
- Presenza di vincoli giudiziari su terreni o accertamenti del Genio Civile su aree interessate da dissesti idrogeologici (tipicamente frane e alluvioni);
- Presenza e/o vicinanza di aree militari;
- Presenza di vincoli su attraversamenti o interferenze con altre infrastrutture (porti, strade, ferrovie, canali navigabili, ecc...) che comportano limiti sui periodi di lavorazione;
- opposizioni territoriali da parte dei cittadini, Comuni o Associazioni.

Tabella 4 – Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2013

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2013						
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁵ (M€)
Lombardia	129-P	Stazione 220 kV Musocco	Intervento di riqualificazione ed interrimento delle linee appartenenti alla RTN nell'ambito EXPO 2015 e del Protocollo di Intesa per la razionalizzazione della Città di Milano, Bollate, Pero, Rho, Arese e Baranzate in Provincia di Milano (Il stralcio) (EL-265b)	Mag-2013	2015	16,2
Lombardia	907-C	Connessione impianto utente Duferco S. Zeno	Nuovo elettrodotto aereo a 132 kV "Flero –S.Zeno" in doppia terna per collegamento utente S.Zeno Acciai – Duferco" alla SE di Flero (EL-143)	Lug 2013	2015	3,9
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto a 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Nuovo elettrodotto a 380 kV Udine Ovest - Redipuglia (EL-146)	Mar-2013	2016	63,4
Abruzzo	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE di Gissi e Villanova (EL-195) ⁶	Gen-2013	2015	102
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Interrimento elettrodotto 150 kV Fratta-Gricignano e smantellamento della linea d.t. 150/60 Fratta-Gricignano e Aversa-Fratta (EL-257)	Mar-2013	2015	10,2
			Linee in cavo a 220 kV Acerra-Casalnuovo e Poggioreale-Secondigliano (EL-244)	Lug-2013	2018	30,6

⁵ Stime aggiornate al 31 dicembre 2013.

⁶ L'autorizzazione è stata conseguita da Abruzzo Energia ed in seguito volturata a TERNA.

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2013

Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera⁵ (M€)
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile in Campania	Sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso direttrice 150 kV Benevento II – Volturara – Celle S. Vito (impianto di Ginestra)(EL-293)	Ago-13	2014	52
			Sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia (impianto di Flumeri) (EL-300)	Set-13	2014	52
Puglia	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	SE 380 kV Palo del Colle: realizzazione nuova sezione 150 kV e raccordi a 150 kV alla linea 150 kV Bitonto – Modugno e nuovo el. in cavo 150 kV Palo del Colle – Bari Termica (EL-133)	Nov-13	2016/2017	22
Calabria/Basilicata	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Realizzazione del collegamento in cavo 150 kV tra le SE di Laino (CS) e Rotonda (PZ) (EL-256)	Nov-13	2017	4,4

Tabella 5 – Altre principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013						
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸ (M€)
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Stazione 220 kV Politecnico in blindato (EL-207)	24-mag-12	2014	7,1
			Elettrodotto in cavo interrato 220 kV Politecnico - TO Centro (EL-208)	24-mag-12	2014	3,6
			Elettrodotto interrato 220 kV Martinetto - Levanna (EL-324)	22-nov-12	2014	0,8
			Elettrodotto interrato 220 kV TO Sud – Politecnico (EL-237)	22-nov-12	2014	5,7
			Elettrodotto interrato 220 kV Pianezza - Pellerina (EL-236)	22-nov-12	2015	3,4
			El. 220 kV Pellerina - Politecnico (EL-160)	22-set-10	2014	5,9
Piemonte	3-P	Interconnessione HVDC Italia - Francia	Interconnessione in cavo HVDC denominata Piemonte-Savoia (EL-177)	07-apr-11	2019	417
Piemonte	18-P	Rete Sud Torino	El. 132 kV “Villanova – Villafranca”	09-ago-07	2014	0,5
Piemonte	32-C	CP Ivrea	Allacciamento della CP di proprietà ENEL D. all’elettrodotto 132 kV “S.Bernardo - Ivrea” (EL-181)	30-gen-12	2014	0,5
Piemonte/Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Nuova linea in doppia terna a 380 kV tra le stazioni elettriche di Trino (VC) e Lacchiarella (MI) (EL-147) ed opere connesse	17-nov-10	2014	140

⁷ Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 150 kV in Sicilia, che seguono l’iter autorizzativo secondo il Decreto Legislativo 2 agosto 2007, n.140

⁸ Stime aggiornate al 31 dicembre 2013

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013						
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸ (M€)
Lombardia	134-P	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Variante linee in cavo 132/220 kV della Valcamonica tra i Comuni di Malonno e Cedegolo (EL-198)	29-feb-12	2014	8
Lombardia	129-P	Stazione 220/132 kV Musocco	Nuova stazione 220/132 kV Musocco ed ai raccordi relativi alla rete 220 e 132 kV (EL-265 a[2])	26-set-12	2015	52
Veneto	203-P	Razionalizzazione Rete Elettrica AT nelle aree di Venezia e Padova	El. 380 kV Dolo – Camin e opere connesse (EL-105)	07-apr-11	da definire ⁹	110
			Elettrodotti in cavo 132 kV Fusina 2 – C.P. Sacca Fisola e C.P. Sacca Serenella – C.P. Cavallino (EL-106)	06-ago-09		34,6
Emilia-Romagna	336-P	Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate	S.E. 132 kV Ravenna Zona Industriale e raccordi in cavo interrato (EL-180)	30-gen-12	2016	3,5
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino	Ricostruzione linea aerea 132 kV “S.Giuseppe - Portoferraio” (EL-75)	02-dic-08	2014	13
Toscana	317-P	Rete metropolitana di Firenze	Raccordi della CP 132 kV di Faentina alla linea “Calenzano – Pontassieve der. Varlungo” (EL-220)	26-gen-12	2014	4,1

⁹ In data 10 giugno 2013 il Consiglio di Stato (Sezione Sesta), con sentenza n. 03205/2013.REG.PROV.COLL., rilevando che “non appare congruamente motivato” il parere emesso dalla Direzione Generale per il Paesaggio, l’Architettura e l’Arte Contemporanee 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.

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013

Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸ (M€)
Abruzzo	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	SE Villanova: installazione terzo ATR 380/132 kV, due nuovi ATR 380/150 kV e riduzione dell'attuale sezione 220 kV in un unico modulo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per direttrice 220 kV Candia – Villanova	03-giu-09	2014	30,5
Abruzzo	401-P	Interconnessione Italia - Montenegro	Interconnessione in corrente continua HVDC Italia - Montenegro ed opere accessorie (EL-189)	28-lug-11	2017/2019	1100
Lazio	404-P	Riassetto Area Metropolitana di Roma	Elettrodotto 220 kV in cavo interrato SE Roma Nord – CP Tiburtina (EL-127)	19-dic-08	2014	11,3 ¹⁰
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord Benevento II	SE 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi aerei all'elettrodotto 380 kV Matera - S.Sofia, elettrodotto in doppia terna a 150 kV SE Avellino Nord - C.P. FMA Pratola Serra e in aereo singola terna FMA Pratola Serra - C.P. di Prata PU (EL-129)	05-ago-10	2016	52,5
Campania	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Elettrodotto in cavo sottomarino 150 kV Nuova SE Capri - Torre Centro e Nuova SE 150 kV Capri (EL-210)	09-nov-12	2016	108

¹⁰ Include anche la parte già realizzata relativa a "CP Tiburtina – CP P. Dante".

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013

Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸ (M€)
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Raccordi 150 kV alla CP Sorrento e rimozione limitazioni fino al sostegno n. 31A dell'elettrodotto aereo a 60 kV Sorrento - Castellammare der. Vico Equense (EL-222)	22-nov-12	2014	5,5
Campania/Puglia	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevent II	Potenziamento elettrodotto 380 kV “Foggia – Benevento II” (EL-77)	21 giugno 2011	2014	64
Calabria/Basilicata	509-P	Riassetto rete Nord Calabria	Realizzazione SE 220 kV Rotonda	17-mag-10	2015	15,6
Calabria/Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Nuova SE 380 kV di Villafranca Tirrena e nuovo collegamento parte in cavo terrestre e parte in cavo marino tra le SE di Villafranca Tirrena (ME) e Scilla (RC) (239/EL-76/82/2009)	20-feb-09	2015	515
			Elettrodotto a 380 kV in doppia terna Sorgente – Rizziconi: tratti aerei Sorgente – Villafranca Tirrena e Scilla – Rizziconi ed opere connesse (EL-76; EL-113)	07-lug-10	2015	126
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell’area di Catania e Siracusa	Raccordi in cavo interrato 380 kV tra le SE di Priolo, Gargallo e Melilli ed opere connesse (EL-165)	12-gen-11	2016	33
Sardegna	709-P	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud - Rumianca	Elettrodotto 150 kV in cavo interrato Cagliari Sud – Rumianca ed opere connesse (EL-114)	26-mag-10	2015	19,4

Tabella 6 – Opere di sviluppo in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni, relativi a stazioni elettriche di trasformazione (nuove stazioni elettriche ed ampliamenti di trasformazioni esistenti) e nuove stazioni di smistamento

Regione	Codice Intervento	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹¹
Toscana	806-C	Nuova SE 132 kV Lajatico da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV Terricciola – Saline
Toscana	804-C	Nuova SE 132 kV Carpinaccio da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV Querceto – Barberino der. Firenzuola
Lazio	726-C	Nuova SE 380/150 kV Tuscania da inserire in entra - esce alla linea 380 kV Montalto - Villavalle
Lazio	722-C	Nuova SE 150 kV Osteria Nuova in entra – esce alla linea Cesano - Crocicchie
Lazio	719-C	Nuova SE 150 kV Canino da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV Montalto-Canino der. Viagg. Montalto
Lazio	725-C	Nuova SE 150 kV Lanuvio da inserire in entra - esce alla linea 150 kV Santa Palomba – Velletri e a cui collegare l'attuale derivazione rigida Albano All.
Molise	727-C	Nuova SE 150 kV Acquavive Collecroce da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV Roccapivara – Larino
Puglia	1121-C	Ampliamento SE 380/150 kV Foggia
Puglia	1148-C	Nuova SE 150 kV Innanzi da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Foggia - Manfredonia
Puglia	1130-C	Ampliamento SE 380/150 kV Galatina
Puglia	1116-C	Nuova SE 150 kV Camerelle da collegare con doppio collegamento in cavo 150 kV alla sez. 150 kV della SE Deliceto
Puglia	1126-C	Nuova SE 150 kV Valle da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV Ciro Marina – Cariati
Puglia	1133-C	Realizzazione nuova linea 150 kV Goletto – Castelnuovo
Puglia	1117-C	Nuova SE 380/150 kV Manfredonia da inserire in entra - esce alla linea 380 kV Foggia - Andria
Campania	1125-C	Nuova Stazione 220/150 kV Montesano nella Marcellana da inserire in entra - esce alla linea 220 kV Rotonda – Tusciano
Basilicata	1140-C	Nuova SE 150 kV Viggiano da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Viggiano – Montemurro
Basilicata	1104-C	Nuova SE 380/150 kV Genzano da inserire in entra - esce alla linea 380 kV Matera–Bisaccia e opere RTN connesse a 150 kV
Calabria	510-P	Nuova SE 380/150 kV Belcastro da inserire in entra - esce alla linea 380 kV Scandale – Rizziconi

¹¹ D. Lgs. 387/03, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

Regione	Codice Intervento	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹¹
Calabria	1126-C	Nuova SE 150 kV Cirò da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV Cirò Marina – Cariati
Calabria	1127-C	Nuova SE 150 kV Cittanova da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Locri – Taurianova
Calabria	1142-C	Nuova SE 150 kV Chiaravalle da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Soverato – Serra S. Bruno; Potenziamento elettrodotto 150 kV Chiaravalle – Soverato
Calabria	1123-C	Nuova SE 150 kV S.Sostene da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Soverato – Badolato
Sicilia	509-C	Nuova SE 150 kV Carlentini da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV Sortino – Vizzini
Sicilia	526-C	Nuova SE 150 kV Racalmuto da inserire in entra - esce alla linea 150 kV Canicattì – Racalmuto

3.3 Opere di sviluppo in autorizzazione

Relativamente agli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale con iter autorizzativo attualmente in corso presso gli enti competenti, di seguito sono riportate rispettivamente le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2013 (Tabella 7) e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2013 (Tabella 8).

Per le opere in autorizzazione la data prevista di entrata in esercizio è stata considerata "da definire" in quanto l'avvio delle attività realizzative e, conseguentemente, la data di entrata in servizio è al momento condizionata:

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

Per quanto riguarda la stima dei costi di investimento (CAPEX), si tratta della migliore previsione effettuata al momento dell'avvio della domanda autorizzativa alle Autorità competenti, che pertanto potrebbe variare in funzione dell'esito dell'iter stesso e fino all'entrata in esercizio dell'opera.

Tabella 7 – Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato nel corso del 2013 ai sensi della L.239/04

Principali opere con iter autorizzativo avviato nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Valle d'Aosta	5-P	Razionalizzazione Valle d'Aosta	Raccordi a 132 kV della linea Signayes – Villeneuve alla nuova CP Aosta Ovest (EL-318)	21-nov-13	0,9
Piemonte	14-P	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi – Fossano" e scrocio di Murazzo	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi – Fossano"	05-dic-13	7,1
Lombardia	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	Ampliamento della stazione elettrica 380/132kV di Chiari nel Comune di Chiari in Provincia di Brescia (EL-311)	27-giu-13	3,7
			Riqualificazione a 380 kV dell'elettrodotto aereo "Cassano – Ric.Ovest Brescia" nella tratta compresa tra le città di Cassano d'Adda e Chiari ed opere connesse	9-dic-13	38,9
Veneto	224-P	Potenziamento della rete AT a nord di Schio	Potenziamento a 132 kV dell'elettrodotto Schio-Arsiero (EL-317)	12-nov-13	7,5
Veneto	237-P	Stazione 220 kV Schio	SE 220/132 kV Malo e relativi raccordi	23-dic-13	13,7
Toscana	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	Nuova SE di Lucca Ovest 380/132 kV e relativi raccordi della linea 380 kV "La Spezia – Acciaiole" e delle linee 132 kV "Viareggio – Filettole" e "Filettole – Lucca Ronco"	18-nov-13	23
Toscana	311-P	Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS – Orbetello FS"	Raccordi a 132 kV della linea Piancastagnaio 2 - Acquapendente der. Piancastagnaio alla Centrale Piancastagnaio 3 (EL-320)	18-nov-13	0,3

¹² Stima riferita alla redazione del progetto al momento dell'avvio della domanda autorizzativa.

Principali opere con iter autorizzativo avviato nel corso del 2013

Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera¹²
Toscana/Emilia-Romagna	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga	SE Vaiano 380/132 kV e raccordi alla linea 380 kV Bargi –Calenzano	18-dic-13	31,9
Molise	414-P	Stazione 380 kV Rotello	Elettrodotto aereo a 150 kV in semplice terna “SE Rotello – Rotello smistamento”	4-dic-13	0,8
Lazio	416-P	Stazione 380 kV Tuscania	Raccordo aereo a 150 kV in doppia terna della linea 150 kV Canino - Arlena alla SE Tuscania (EL-310)	04-giu-13	2,9
Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi"	SE Villafranca – CP Villafranca	26-nov-13	1,3
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV S. Teresa – Buddusò	Elettrodotto 150 kV “Santa Teresa – Tempio – Buddusò” e nuove stazioni 150 kV di Tempio e Buddusò e relativi raccordi	18-nov-13	34,5

Tabella 8 – Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato prima del 2013 ai sensi della L.239/04

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Piemonte	1006-C	Stazione 132 kV Leseugno (connessione utente Riva Acciai)	Stazione 132 kV Leseugno e raccordi 132 kV ed opere connesse (EL-264)	20-set-11	7,7
Piemonte/Lombardia	1-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009	Realizzazione di una nuova interconnessione Italia - Svizzera per l'aumento della capacità di trasporto sulla frontiera svizzera	03-ott-12	875 ¹⁴
Piemonte/Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Variante 220 kV "Ponte-Verampio" (Razionalizzazione rete AT Val Formazza) (EL-275) ¹⁵	07-set-11	93,9
Lombardia	115-P	Riassetto rete 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV Ric. Sud - Porta Venezia (EL-259)	02-set-11	8,5
			Elettrodotti in cavo 220 KV- Ricevitrice Ovest - Ricevitrice Sud; Gadio-Ricv.Ovest; Gadio-Ricv.Nord e P. Venezia-P. Volta (EL-276)	12-dic-11	27,5
Lombardia	109-P	Elettrodotto 132 kV Bergamo – Bas	Nuovo collegamento in cavo 132 kV Malpensata – Bergamo BAS (EL-255)	18-lug-11	3,6
Lombardia	114-P	Razionalizzazione 380 – 132 kV di Brescia	Realizzazione nuova SE 380 kV nell'area a Sud Est di Brescia e relative opere connesse (EL-243)	21-mar-11	58,6
Lombardia	116-P	Razionalizzazione Valle Sabbia	Nuova stazione 220/132 kV di Agnosine ed opere connesse (EL-274)	29-dic-11	24,7
Lombardia	113-P	Razionalizzazione provincia di Lodi	Razionalizzazione della rete AT in Prov. di Lodi (EL-282)	22-dic-11	20,5

¹³ Stima riferita alla redazione del progetto al momento dell'avvio della domanda autorizzativa.

¹⁴ Costi lato Italia a carico di finanziatori privati ai sensi della L. 99/09 e ss. mm.

¹⁵ L'opera risulta funzionale anche alla realizzazione all'interconnector Italia - Svizzera ai sensi della legge 99/2009

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Veneto	200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009	Realizzazione di una nuova interconnessione Italia - Slovenia per l'aumento della capacità di trasporto sulla frontiera slovena (EL-308)	13-set-12	358 ¹⁴
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Nuova S.E. 220 kV Marghera Stazione V e nuova direttrice in cavo interrato a 220 kV (EL-283)	31-mag-12	6,7
			Nuova direttrice in cavo interrato AT a 220 kV "Stazione IV-Stazione V ALCOA" e nuova SE 220 kV Marghera Stazione V (EL-157)	27-feb-08	10,7
Veneto	219-P	Potenziamento rete AT Vicenza	Costruzione nuovi tratti di elettrodotti a 132 kV interrati ed aerei con conseguenti demolizioni della rete a 132 kV e 50 kV (EL-289)	02-lug-12	9,5
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	Stazione 220 kV Polpet (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	26-ago-11	37,9
			Elettrodotto 132 kV Desedan – Forno di Zoldo (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	26-ago-11	4
			Riassetto rete alto Bellunese (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	26-ago-11	17,4
Veneto	206-P	Stazione 380 kV Volpago	Nuova stazione 380/220/132 kV di Volpago in entra - esce all'elettrodotto 380 kV Sandrigo – Cordignano, raccordi 380, 220 e 132 kV ed opere connesse (EL-134)	22-lug-08	17,1
Veneto	227-P	Stazione 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)	Nuova stazione 380/132 kV di Vedelago in provincia di Treviso, raccordi 380, 132 kV ed opere connesse	22-lug-08	33,2
Trentino-Alto Adige	220-P	Razionalizzazione rete AT nell'area di S. Massenza	Connessione S. Massenza SC mediante due raccordi in cavo alle linee 132 kV S.Massenza - Cimego e Nave - Drò c.d. Italcementi Sarche	19-dic-08	1,6
Emilia-Romagna	323-P	Rete AT area di Modena	Nuovo collegamento 132 kV Modena N. - Modena E. - Modena Crocetta (EL-250)	20-set-11	7,2
Emilia-Romagna	320-P	Razionalizzazione rete 132 kV area di Reggio-Emilia	Razionalizzazione rete 132 kV Reggio Emilia (EL-278)	22-dic-11	19,8

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Emilia-Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga-Este	Riassetto rete 132 kV tra Colunga e Ferrara (EL-240)	29-dic-10	7,8
Emilia-Romagna/Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga	Ricostruzione in classe 380 kV degli elettrodotti 220 kV Casellina - San Benedetto del Querceto e San Benedetto del Querceto - Colunga nel tratto tra le stazioni di Colunga e Calenzano (EL-173)	09-set-09	70
Toscana	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi di Strettoia	Elettrodotto 132 kV Avenza - Massa Z.I. (EL-253)	27-mag-11	4,5
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Cavo marino 132 kV Portoferraio – Colmata (EL-219)	05-lug-10	40
Toscana	305-P	Razionalizzazione di Arezzo	Nuova SE 380/220/132 kV di Monte S. Savino e relativi raccordi alla rete AAT e AT (EL-201)	23-mar-10	31,4
Marche	403-P	Rete AAT/AT medio Adriatico	Nuova SE 132 kV Caldarola e raccordi 132 kV all'elettrodotto Valcimarra-Abbadia1 (EL-284)	30-mag-12	5,8
Umbria	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	Nuovo elettrodotto RTN 150 kV Cappuccini-Camerino e connessa variante all'elettrodotto Cappuccini-Preci tra il sostegno n.83 ed il portale della SE di Cappuccini (EL-306)	27-nov-12	4,8
Molise	405-P	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Nuova SE 150 kV San Salvo smistamento e relativi raccordi in e-e alla linea Gissi - Montecilfone e potenziamento della linea 150 kV di connessione alla CP San Salvo (EL-252)	16-nov-11	4
Lazio	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma	Nuovo elettrodotto 150 kV Roma Nord - Monterotondo (EL-231)	16-mar-11	5,5
			Interramento elettrodotti in cavo 150 kV Roma Sud - Laurentina 1 e Roma Sud - Laurentina 2 cd Vitinia/Valleranello (EL-266)	18-nov-11	5,5
			Realizzazione SE 380 kV di Roma Sud-Ovest (EL-223)	27-lug-10	42,7
			Realizzazione SE 380 kV di Flaminia ed elettrodotto 380 kV Roma Nord - Flaminia - Roma Ovest (EL-230)	11-nov-10	85
Lazio	733-C	SE 220 kV Castel di Decima	Stazione Elettrica 220 kV Castel di Decima e relativi raccordi (EL-296)	30-ago-12	4

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Lazio	409-P	Potenziamento rete AT Terni - Roma	Ricostruzione e potenziamento dell'elettrodotto in st 150 kV tipo misto denominato Nazzano-Fiano e conseguenti demolizioni dell'esistente elettrodotto (EL-286)	11-lug-12	4,4
Lazio	408-P	Sviluppi di rete nell'area di Cassino	Nuova SE 150 kV di Pontecorvo e relativi raccordi e nuovo elettrodotto a 150 kV SE Pontecorvo - Cassino smist. (EL-271)	29-feb-12	4,9
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Interconnessione 150 kV CP Castellammare - CP Sorrento - Nuova SE Capri (EL-269)	23-set-11	52,9
			Stazione Elettrica 220/150 di Scafati e raccordi aerei in semplice terna (EL-280)	23-dic-11	18,5
			Interconnessione a 150 kV Sorrento - Vico Equense - Agerola - Lettere (EL-307)	13-dic-12	17
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord Benevento II	Realizzazione elettrodotto 380 kV Avellino Nord - Montecorvino (EL-209)	26-apr-10	104,8
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Potenziamento elettrodotto 150 kV Campagna-Montecorvino -2^ fase (EL-263)	15-set-11	9,1
			Potenziamento elettrodotto AT 150 kV singola terna Buccino - Contursi (EL-174/2009)	16-set-09	1,7
			Sperimentazione accumuli direttrice 150 kV direttrice 150 kV Benevento II - Bisaccia (impianto di Scampitella) (EL-299)	27-nov-12	48
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Nuova SE 220 kV Fuorigrotta e collegamenti 220 kV in cavo interrato alle esistenti Cabine Primarie di Astroni, Fuorigrotta e Napoli Centro (EL-288)	31-mag-12	27,1
			Elettrodotti 220 kV in cavo interrato CP Napoli Direzionale - CP Castelluccia e CP Direzionale - SE Napoli Levante (EL-197)	15-mag-10	10,5
Campania/Puglia	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	Stazione elettrica 380/150 kV di Benevento III, raccordi aerei 380 kV e 150 kV alla RTN (EL-290)	04-set-12	23,2

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Campania/Puglia	505-P	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la SE di Deliceto (FG) e la SE 380 kV di Bisaccia (AV) e opere connesse (EL-267)	16-nov-11	17,1
			Raccordi in doppia terna della SE di Deliceto alla linea esistente a 150 kV Accadia - Vallesaccarda (EL-268)	02-dic-11	3,8
			Nuovo elettrodotto a 150 kV doppia terna SE Troia - SE Roseto (EL-233)	22-mar-11	4,7
			Nuovo elettrodotto a 150 kV doppia terna SE Troia - SE Celle San Vito/Faeto (EL-224)	03-ago-10	3,5
			Elettrodotto aereo 150 kV doppia terna SE Troia - CP Troia - SE Troia /EOS1 ed opere connesse (EL-291)	09-ott-12	3,9
Puglia	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	Elettrodotto 150 kV Corato - Bari Ind. 2 e realizzazione SE 150 kV Bari Termica in blindato (EL-151)	22-apr-09	6,1
Basilicata	523-P	Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco – Maratea	Realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la centrale di Castrocuoco e la stazione elettrica di Maratea (EL-249)	13-lug-11	12,2
Basilicata	520-P	Interventi sulla rete AT per raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata	Rifacimento elettrodotti 150 kV Matera-Grottole, Grottole-Salandra cd Salandra FS e Salandra -San Mauro Forte (EL-163/2009)	24-apr-09	5,9
			Potenziamento elettrodotto 150 kV Acquaviva delle Fonti – Matera (EL-218)	13-lug-10	2,8
Calabria	509-P	Riassetto rete Nord Calabria	Razionalizzazione rete AT nel comune di Castrovillari (EL-260)	29-lug-11	4
			Nuova SE 380/150 kV di Lattarico (CS) e variante dell'elettrodotto a 380 kV in s.t. che collega la SE di Altomonte alla SE di Feroletto (EL-113)	17-gen-08	18,6
			Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la linea esistente Laino - Rossano 1 e l'esistente Stazione Elettrica di Altomonte (EL-190)	03-dic-09	3,8

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Calabria	521-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Elettrodotto 150 kV Calusia – Mesoraca (EL-232)	25-mar-11	2,6
			Potenziamento elettrodotto 150 kV Catanzaro – Mesoraca (EL-049)	06-dic-11	4
			Potenziamento elettrodotto 150 kV Catanzaro – Calusia (EL-273)	06-dic-11	4,2
Sicilia	616-P	Stazione 380 kV di Vizzini (ex SE Mineo)	Nuova stazione elettrica 380/150 kV di Vizzini (ex SE Mineo), raccordi aerei 380 e 150 kV alla RTN ed opere connesse (EL-316)	11-dic-12	27,1
Sicilia	602-P	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di Chiaramonte Gulfi e Ciminna (EL-279)	30-dic-11	163,3
Sicilia	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	Raccordi SE Casuzze in e-e all'elettrodotto 150 kV Ciminna – Mulini	28-dic-11	10,7
			Elettrodotto 150 kV Tommaso Natale – Pallavicino	30-dic-11	4,7
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE di Paternò e la nuova SE a 380 kV di Priolo (EL-227)	28-ott-10	75
			Elettrodotto 150 kV Augusta – Augusta 2	06-ott-11	6,3
Sardegna	715-P	Stazione a 150 kV di Selegas	Nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S-Miali" e "Villasor - Nurri"	10-set-12	4,3
Sardegna	716-P	Stazione a 150 kV di Nuraminis	Nuova stazione di smistamento in entra-esce alla linea a 150 kV Villasor – Nurri (EL-298)	11-set-12	3,4
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	Stazione Elettrica 150 kV Santa Teresa ed opere connesse (EL-297)	24-set-12	3,3
Sardegna	711-P	Riassetto rete 150 kV area Cagliari	Elettrodotto 150 kV in cavo interrato S. Gilla – Portocanale (EL-302)	24-set-12	3,5
			Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra la CP di Quartu e la CP di Quartaciu (EL-304)	12-set-12	4,7

3.4 Opere di sviluppo in concertazione

In Tabella 9 sono riportate le principali opere in fase di concertazione.

Tabella 9 – Principali interventi di sviluppo in concertazione

Principali interventi in fase di concertazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in concertazione
Lombardia	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Realizzazione nuova sezione 380 kV nella SE 220 kV di Magenta
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II (tratto Avellino Nord - Benevento II)	Realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV Avellino Nord – Benevento II e adeguamenti nell'impianto di Benevento II
Sicilia	604-P 619-P	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di la SE di Assoro, la SE Sorgente2 e SE Villafranca
Sicilia	607-P	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	Nuovo collegamento a 220 kV in classe 380 kV tra le stazioni di Partinico e Fulgatore
Sicilia	612-P	Interventi nell'area a nord di Catania	Realizzazione nuova SE 220/150 kV nell'area a nord di Catania
Sardegna	708-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius – Goni	Realizzazione nuovo elettrodotto a 150 kV tra la SE RTN di Selargius e la nuova SE 150 kV RTN di Goni

3.5 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 da questa edizione del PdS. Tale decisione s'inserisce nell'attuale quadro macroeconomico caratterizzato dal protrarsi della crisi economica e finanziaria, che impone di razionalizzare le risorse di cui il Paese dispone, al fine di dotare già nel breve e medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture indispensabili per un funzionamento sicuro ma soprattutto efficiente che favorisca la ripresa.

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 è stata effettuata sulla base dei seguenti elementi:

- **Incertezza relativa alla fattibilità delle opere nell'orizzonte di piano:** evidenza di un elevato grado di incertezza delle fasi di condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa, dei tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte e di tutte le attività che precedono l'avvio della realizzazione dell'opera; tali incertezze sono incompatibili la definizione delle condizioni di reale fattibilità nell'orizzonte temporale di Piano;
- **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.

Alla luce di quanto sopra, nel paragrafo 4.5 non sono più esposti i risultati delle analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo in valutazione, la cui realizzazione non è al momento prevista nell'orizzonte di Piano.

Nella Tabella 10 è riportato l'elenco delle opere in valutazione: per le informazioni di dettaglio si rimanda al documento "Stato di avanzamento dei Piani precedenti".

Tabella 10 - Interventi di sviluppo in valutazione

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Piemonte	11-S	Razionalizzazione rete tra Val D'Aosta e Piemonte	Riassetto rete 132 kV nell'area compresa tra le C.li di Pont Saint Martin e Quincinetto e la stazione di Montestrutto
Piemonte	23-S	Elettrodotto 380 kV Casanova - Asti - Vignole	Riclassamento a 380 kV dell'attuale elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole" e collegamento in entrata nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area di Asti
Piemonte	110-S	Stazione 220 kV Novara Sud	Le attività prevedono la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione di Novara Sud
Piemonte	20-S	Stazione 380 kV Castelnuovo	Le attività prevedono l'installazione di una nuova macchina 380/132 kV e la realizzazione di un nuovo sistema 132 kV in doppia sbarra per consentire l'esercizio a sbarre separate presso la SE 380/132 kV di Castelnuovo
Piemonte	13-S	Linea 132 kV "Borgomanero Nord – Bornate"	Le attività prevedono il potenziamento della linea Borgomanero Nord – Bornate
Liguria	9-S	Stazione 380 kV S. Colombano	Ricostruzione in doppia sbarra 380 kV dell'attuale sezione 220 kV della stazione di S. Colombano (GE), predisponendola per la connessione alla vicina linea 380 kV Vignole – La Spezia. Realizzazione raccordi a 380 kV in luogo degli attuali a 220 kV in doppia terna

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Liguria	15-S	Elettrodotto 132 kV "Imperia – S. Remo"	Le attività riguardano la rimozione delle limitazioni sull'esistente porzione di rete a 132 kV tra Imperia e S. Remo. In aggiunta al potenziamento della capacità di trasporto dell'attuale linea in singola terna 132 kV "Imperia – IC Arma di Taggia – Arma di Taggia – S. Remo", sarà verificata la fattibilità di un raddoppio dell'attuale collegamento a 132 kV
Lombardia	112-S	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 correlate sui livelli di tensione inferiori
Lombardia	107-S	Elettrodotto 132 kV "Solaro – Arese"	Rimozione limitazioni sull'elettrodotto "Solaro – Arese" e contestuale verifica sulla possibilità di superare l'attuale configurazione in derivazione rigida su Ospiate
Lombardia	131-S	Nuova stazione 132 kV Salò	Nuova stazione di smistamento 132 kV in posizione baricentrica rispetto alle principali utenze dell'area nell'area Est della provincia di Brescia, a cui raccordare la rete esistente, con la contestuale rimozione delle derivazioni rigide di Toscolano e Salò
Lombardia	133-S	Nuova stazione 132 kV Ternate	Nuova stazione 132 kV di smistamento in luogo delle attuali derivazioni rigide di Holcim e Whirpool

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Lombardia/Piemonte	110-S	Elettrodotto 132 kV "Novara Sud – Magenta"	Rimozione limitazioni direttrice a 132 kV "Novara Sud – Sarpom (NO) – Reno dei Medici (MI) – Edison Boffalora (MI) – Magenta (MI)"
Lombardia	119-S	Linea 132 kV "Cella Dati-Piadena"	Nuovo collegamento tra Cella Dati e Piadena
Lombardia	130-S	Stazione 220 kV Sud Milano	Nuova stazione 132 kV di trasformazione 220/132 kV collegata in entra – esce ad una delle due terne dell'elettrodotto a 220 kV Cassano – Ricevitrice Sud, raccordata opportunamente alla limitrofa rete 132 kV
Lombardia/Emilia Romagna	105-S	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	122-S	Riassetto rete tra Lodi e Piacenza	Potenziamento delle due direttrici 132 kV che collegano l'impianto di S.Rocco con i nodi di Piacenza Ovest e Piacenza Est
Trentino Alto Adige	222-S	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Realizzazione di un collegamento a 220 kV fra gli impianti di Castelbello e Naturno
Veneto	228-S	Stazione 380 kV Vicenza Industriale	Realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area industriale di Vicenza, da inserire in entra – esce all'elettrodotto 380 kV Sandrigo – Dugale. La nuova stazione sarà raccordata alla rete a 132 kV presente nella zona
Friuli Venezia Giulia	213-S	Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone	Realizzazione di una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220/132 kV di Pordenone da inserire in entra – esce alla linea 380 kV Udine Ovest – Cordignano, mediante due brevi raccordi
Veneto	206-S	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Realizzazione di un collegamento a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo – Cordignano" e "Venezia Nord – Salgareda"

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Veneto	232-S	Stazione 220 kV Stazione I	Incremento della capacità di trasformazione 220/132 kV nella stazione 220 kV "Stazione I". Contestuale riassetto per superare l'attuale schema di connessione a tre estremi "Villabona – Stazione I – der.Azotati" mediante realizzazione collegamento in entra – esce della linea sulla sezione 132 kV della stazione 220 kV Stazione I
Veneto	214-S	Nuova stazione 220/132 kV a Nord Ovest di Padova	Nuova stazione di trasformazione 220/132 kV, collegata in entra – esce all'elettrodotto 220 kV "Dugale – Marghera Stazione 1" e raccordata alla locale rete AT
Emilia Romagna/Lombardia	304-S	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.
Emilia Romagna	326-S	Stazione 380 kV a Nord di Bologna	Realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Bologna e opere correlate
Lazio	406-S	Smistamento 150 kV Mazzocchio	Nuova stazione di smistamento 150 kV
Emilia Romagna	325-S	Rete AT provincia di Piacenza	Incremento della capacità di trasporto fra l'impianto 132 kV di Siet e il nodo 132 kV di Borgonovo sfruttando gli asset esistenti
Emilia Romagna	321-S	Rete area Forlì/Cesena	Realizzazione di una direttrice 132 kV di trasporto fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola e di una seconda via di alimentazione dalla stazione 400/132 kV S. Martino XX verso la direttrice 132 kV che da Rimini Nord si collega alla SE 400 kV di Forlì
Emilia Romagna	328-S	ATR 380/132 kV Stazione Forlì	Installazione di un nuovo ATR 380/132 kV presso l'impianto 380 kV di Forlì

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Sardegna/Toscana/Corsica	301-S	Progetto SA.CO.I 3	Potenziamento della capacità di trasporto dell'intero collegamento HVDC tri-terminale tra Sardegna (Codrongianos), Corsica (Lucciana) e Toscana (Suvereto) comprendente lo sviluppo delle stazioni di conversione HVDC di Codrongianos e Suvereto
Lazio/Umbria	407-S	Direttrice 150 kV Villavalle - Leonessa	Richiusura della CP di Leonessa sulla SE di Villavalle, sfruttando asset esistente (ex linea 220 kV Villavalle – Provvidenza all.)
Abruzzo/Lazio	411-S	Riassetto rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio	Nuova stazione di smistamento 150 kV Castelmadama e ricostruzione degli elettrodotti 150 kV Torrione - Pettino, Pettino – Bazzano, Morino – Guarcino e Guarcino – Canterno
Marche/Abruzzo	168-S	Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo"	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. Collegamento di tre stazioni di trasformazione e riassetto della rete 132 kV dell' area
Lazio	404-S	Razionalizzazione rete AAT/AT di Roma	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma e di una nuova sezione a 380 kV nell'attuale stazione elettrica a 220 kV di Flaminia da collegare in entra – esce alla nuova direttrice a 380 kV tra le stazioni elettriche di Roma Nord e Roma Ovest. Nuova stazione elettrica 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma da collegare in entra – esce alle attuali linee a 380 kV "Aurelia – Roma Sud" e "Roma Ovest – Roma Sud", realizzando i necessari raccordi. Interventi di riassetto della rete AT in prossimità della nuova stazione elettrica
Lazio	418-S	Dorsale tirrenica 150 kV nel basso Lazio	Ricostruzione in doppia terna dell'attuale direttrice 150 kV Ceprano – Ceprano CP – RFI Ceprano – RFI Fondi

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Lazio	408-S	Stazione 150 kV nell'area di Cassino	Realizzazione di una SE 150 kV nelle vicinanze dell'attuale impianto di Sud Europa Tissue
Campania/Basilicata	503-S	Elettrodotto 380 kV "Aliano – Tito – Montecorvino"	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.
Puglia	512-S	Raccordi stazione 380/150 kV di Palo del Colle	Realizzazione degli ulteriori raccordi in entra – esce alla linea a 380 kV "Brindisi Sud – Andria" della SE 380 kV Palo del Colle
Sicilia	605-S	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
Sicilia	617-S	SE 220 kV di Agrigento	Realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Agrigento, collegata in entra – esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Partanna – Favara" alla rete AT
Sicilia	618-S	Stazione 220 kV Noto	Realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Ragusa in classe 380 kV, esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra – esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. Melilli – Ragusa. Alla nuova stazione di trasformazione sarà raccordato in entra – esce l'elettrodotto a 150 kV Rosolini – Pachino
Sicilia	611-S	Ulteriori interventi sulla rete AT nell'area di Catania	Ricostruzione della linea 150 kV Villa Bellini – Catania N. e della direttrice a 150 kV Misterbianco – Villa Bellini – Catania Centro
Sicilia	612-S	Ulteriori interventi nell'area a nord di Catania	Realizzazione di un collegamento a 150 kV, in parte già costruito, fra la CP di Roccalumera (ME) e il punto in derivazione rigida per la CP di S. Venerina (CT) della linea a 150 kV S. Venerina – S. Venerina all.. Con la nuova linea si eliminerà la derivazione stessa e si realizzerà la linea Roccalumera – S. Venerina. Infine si prevede la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV a cui collegare la suddetta direttrice 150 kV potenziata e la futura linea Roccalumera – S. Venerina

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Sardegna	712-S	Riassetto rete AT Carbonia - Iglesias	Realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV sulla direttrice 150 kV che collega l'impianto di Serbariu alla sezione AT della stazione di Sulcis, in prossimità dell'esistente impianto di utenza Nuraxi Figus
Sardegna	714-S	Stazione 220 kV Sulcis (CI)	Installazione batteria di condensatori presso la stazione 220 kV di Sulcis

4 Analisi costi e benefici

4.1 Metodologia per l'elaborazione delle analisi costi/benefici

La metodologia utilizzata per l'analisi degli interventi di sviluppo previsti sulla rete di trasmissione nazionale (RTN) è basata sul confronto dei costi e dei benefici degli interventi stessi, che sono valutati dal punto di vista degli obiettivi di miglioramento del sistema elettrico.

I costi ed i benefici valutati sono pertanto da intendersi come costi e benefici per il sistema, rispetto al quale sono quindi sviluppate le relative analisi costo/opportunità.

Le voci di costo considerate nelle ACB e descritte nel paragrafo 4.3 sono:

- I costi capitale (CAPEX) di realizzazione delle opere
- I costi per eventuali demolizioni
- Gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX)

I benefici considerati e valorizzati come descritto nel paragrafo 4.4 sono:

- BT1: aumento degli scambi con l'estero
- BT2: riduzione delle perdite di rete
- BT3: riduzione energia non fornita
- BT4: riduzione di congestioni su sezioni critiche e poli limitati
- BT5: riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili
- BT6: investimenti evitati
- BT7: riduzione dei costi per servizi di rete
- BT8: riduzione dell'emissioni di CO₂

Per il confronto tra i costi e i benefici viene utilizzato l'indicatore di prestazione *Indice di Profittabilità*. Come meglio descritto nel paragrafo 4.5 dei risultati dell'analisi, l'Indice di Profittabilità (IP): è l'indice più utilizzato per questo tipo di analisi, in quanto è un numero puro, di immediata comprensione, che fornisce una valutazione diretta della convenienza dell'investimento per il sistema. L'indice di profittabilità è il rapporto tra i benefici attualizzati e i costi attualizzati dell'investimento.

4.2 Scenari di riferimento e modelli di simulazione

La valutazione dei benefici degli interventi è effettuata in esito ad apposite simulazioni del

funzionamento del sistema elettrico negli orizzonti previsionali.

I modelli alla base di tali simulazioni sono ottenuti partendo dagli scenari di riferimento (generazione, domanda, scambi con l'estero) di medio e di lungo periodo descritti nel Piano di Sviluppo, unitamente alle assunzioni tecniche e macroeconomiche, oltre che ai criteri utilizzati per l'elaborazione degli stessi. Come riportato nel Piano di Sviluppo (cfr. PdS 2014, Cap. 2) tali scenari sono costruiti in coerenza con la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e con gli scenari di sviluppo del sistema europeo.

I modelli di rete previsionale necessari per simulare il comportamento del sistema sono utilizzati per specifiche analisi di rete e di mercato che consentono di individuare il quadro complessivo delle criticità e le relative esigenze di sviluppo.

In particolare, la definizione delle esigenze di sviluppo avviene attraverso l'utilizzo dello scenario più critico, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio. A partire da questo quadro, per definire le soluzioni di intervento e l'incremento di capacità di trasporto ad esse associato, vengono sviluppati studi e analisi di sensitività focalizzati sulla specifica porzione di rete interessata. In esito a tali valutazioni, le soluzioni di intervento individuate, con i relativi parametri fisici, sono sottoposte alle analisi costi-benefici finalizzate a verificarne la sostenibilità economica sulla base dello scenario di riferimento probabile (che tiene conto anche dell'orizzonte temporale, di breve-medio o di lungo periodo, in cui si colloca l'intervento). Le analisi di sostenibilità economica sono peraltro riferite ad un orizzonte ventennale, assunto convenzionalmente come rappresentativo della vita utile dell'investimento. Tale approccio è adottato cautelativamente per tenere in conto gran parte delle incertezze alla base degli scenari di riferimento utilizzati.

Le analisi per il calcolo degli IP sono effettuate sui singoli interventi confrontando il comportamento del sistema in assenza e in presenza di ciascun intervento.

I benefici vengono quindi valutati per ciascun intervento considerando di norma presenti tutti gli interventi la cui entrata in servizio è programmata nell'orizzonte temporale di riferimento per l'intervento in esame.

Nei casi in cui esista una correlazione tra diversi interventi, ossia i benefici di un intervento dipendano in modo significativo dalla presenza di un altro intervento, si fa in modo di assegnare a ciascun intervento i soli benefici incrementali rispetto agli

altri interventi correlati ad esso propedeutici o antecedenti.

Nei casi specifici in cui sia particolarmente forte la correlazione tra diversi interventi e risulti complesso identificare separatamente i benefici associati al singolo intervento, nel Piano viene data evidenza che le valutazioni sono riferite al cluster di opere correlate.

4.3 Ipotesi alla base del calcolo dei costi

4.3.1 Premessa

Le voci di costo considerate nelle ACB e descritte nel paragrafo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono:

- *I costi capitale (CAPEX) di realizzazione comprendenti:*
 - i costi dell'opera principale che apporta i benefici e delle altre opere (correlate (es. razionalizzazioni associate));
 - I costi per eventuali demolizioni (nel caso di sostituzione asset esistenti).
- Gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX): che sono stimati pari al 1,5% del CAPEX salvo peculiarità relative a progetti speciali (es. collegamenti in corrente continua).

I costi per eventuali demolizioni vengono stimati approssimativamente:

- per le linee al 30% del valore a nuovo;
- per le stazioni al 10%, escludendo i trasformatori, la cui demolizione presenterebbe semmai un piccolo saldo positivo (+1%) grazie al recupero del ferro e del rame.

La valutazione dei costi di investimento necessari per la realizzazione degli impianti di rete a programma (elettrodotti aerei, linee in cavo e stazioni elettriche) si articola in più fasi.

- La prima fase, tipica del momento della pianificazione, si basa su un valore di costo standard dell'investimento determinato dalla valutazione di informazioni storiche sui costi a consuntivo derivanti dalla realizzazione di impianti e rielaborando i dati per riportarli ad

una classificazione utile per la determinazione dei costi unitari¹⁶.

- In una seconda fase, la stima di costo avviene per ciascun impianto a seguito della esecuzione di studi di fattibilità tecnico-economica (inseriti nella fase concertativa con gli enti locali) e di progetti preliminari che permettono di meglio definire gli aspetti tecnici peculiari per ciascun impianto. Questa stima consente di procedere alle valutazioni di costo necessarie per avviare gli iter autorizzativi delle opere.
- La terza fase di aggiornamento dei costi tiene conto dell'esito dell'iter autorizzativo che di norma richiede l'aggiornamento del progetto a seguito di raccomandazioni, prescrizioni, varianti richieste dagli enti o altri soggetti interessati all'opera.
- La quarta fase riguarda la determinazione del costo di investimento delle opere a seguito del progetto esecutivo e della costruzione dell'impianto. Al termine di questa fase che si conclude con la messa in servizio, si determinano i costi di investimento effettivamente consuntivati.
- L'ultima fase riguarda il monitoraggio dei prezzi di mercato in esito a:
 - aggiudicazioni di gare (es. Contratti Quadro) per l'acquisizione di materiali e risorse esterne inerenti le attività di fornitura, trasporto, montaggio e messa in servizio
 - valori medi dei costi d'asservimento
 - liquidazione di eventuali danni durante la costruzione

Al fine di valutare compiutamente i costi di realizzazione, gli interventi di sviluppo previsti sono

¹⁶ A seguito di analisi a consuntivo di interventi pianificati in passato, è emersa la necessità di considerare un costo aggiuntivo fino al 10% del valore complessivo dell'opera a seconda dello stato di avanzamento. Tale maggiorazione tiene conto del fatto che, in fase di pianificazione delle opere si considerano esclusivamente i costi standard e non quelli dovuti, per esempio, ad eventuali modifiche del progetto sia per favorirne l'accettabilità da parte delle comunità locali che per ottemperare ad eventuali prescrizioni indicate nei decreti autorizzativi. Tale costo aggiuntivo sarà progressivamente aggiornato in relazione all'avanzamento del progetto tenuto conto dell'effettiva consistenza delle opere previste.

analizzati per individuare le singole opere che li compongono classificate per tipologie tipiche (elettrodotti in soluzione aerea o in cavo, apparati di stazione isolati in aria o in gas, ecc.). A ciascuna classe è attribuito un costo unitario che, moltiplicato per la consistenza dell'opera, fornisce la singola componente di costo dell'intervento in esame. La classificazione è adottata esclusivamente per gli impianti in corrente alternata, mentre i dati di costo stimati per impianti speciali, come quelli in corrente continua, derivano da studi di fattibilità e progetti preliminari specifici.

Occorre ricordare, inoltre, che la stima dei costi unitari per tipologia di progetto si riferisce in particolare agli impianti di nuova realizzazione (es. nuove linee o stazioni green-field), e che in detta stima non sono inizialmente valutabili:

- gli eventuali costi di bonifica dei siti destinati alle stazioni non altrimenti localizzabili;
- i maggiori costi per interventi su impianti esistenti ed in esercizio;
- i costi indotti da eventuali condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative e/o di concertazione e compensazione ambientale;
- i maggiori costi per opere civili non standard (pali di sottofondazione, opere di sbancamento e contenimento).

In ogni caso gli esiti della valutazione condotta sono applicabili ipotizzando un portafoglio opere, ossia non considerando le opere singolarmente.

4.3.2 Classificazione degli elementi di rete

ELETTRODOTTI IN LINEA AEREA

Ai fini della determinazione dei costi, la classificazione degli elettrodotti si basa su una suddivisione delle opere che si articola su:

- livello della tensione nominale;
- tipologia dell'elettrodotto (a semplice o doppia terna) con sostegni a traliccio tradizionale o monostelo;
- impiego del conduttore alluminio-acciaio ACSR di diametro 31,5 (adottato anche dalle norme CEI come conduttore di riferimento per la determinazione delle portate al limite termico) e del fascio trinato per ciascuna fase nel caso di linea a 380 kV;
- campata media tipica per i livelli di tensione considerati.

Le voci di costo dell'elettrodotto comprese nella stima del costo/km possono ricondursi a:

- carpenteria (sostegni);
- armamenti (isolatori e morsetteria);
- conduttori, giunti, distanziatori, funi di guardia e accessori;
- montaggio sostegni, messa a terra e tesatura conduttori;
- scavo, getto e reinterro;
- servitù, ecc.

Nella valutazione ci si riferisce ad un costo tipico medio che prescinde da:

- variabilità dovuta alle condizioni di posa in ordine al rapporto tra numero di tralicci di sostegno e tralicci d'amarro, alla tortuosità del tracciato della linea, al numero di attraversamenti e sorpassi di altre linee;
- incidenze di costo nell'esecuzione di opere civili qualora si operi su terreni cedevoli che devono essere consolidati (fondazioni con pali);
- variabilità dei costi delle servitù e per le attività correlate in funzione del contesto sociale e ambientale.

In particolare, una valutazione di costo, specie per il 380 kV, non può prescindere dalla natura del terreno e pertanto si è proceduto ad una suddivisione ulteriore che prevede un costo suddiviso per pianura, collina e montagna. Tipicamente la prima voce riguarda un terreno piatto con interferenze (strade, ferrovie, telecomunicazioni, ecc.) tipiche di aree come la pianura padana. La distinzione tra collina e montagna verte essenzialmente sull'andamento orografico e sulla natura dei terreni che, per esempio in elettrodotti appenninici o sub alpini, ha caratteristiche decisamente più impegnative rispetto ad un andamento collinare. La classificazione montagna non riguarda i tratti di elettrodotto alpino (quote superiori a 2000 metri) che vanno valutati in modo specifico. Per linee a 380 kV con fondazioni particolari (micropali – costruzione con l'ausilio dell'elicottero, prescrizioni ambientali particolari) è necessario considerare un aumento del 20%. Per il 220 kV e il 150 kV non si è fatta, per semplicità, distinzione sulla natura del terreno assumendo un valore medio.

Relativamente alla rimozione delle limitazioni degli elettrodotti, si adottano, a valle di una specifica analisi di fattibilità, soluzioni che prevedono la sostituzione di componenti degli elettrodotti (sostegni, conduttori, catene, isolatori, morsetteria aventi caratteristiche analoghe e/o soluzioni tecnologiche evolutive) con costi d'investimento direttamente legati alla tipologia di componenti utilizzate ed al progetto da realizzare.

ELETTRODOTTI IN CAVO INTERRATO

La classificazione delle tipologie di cavi si basa sui seguenti criteri¹⁷:

- livello della tensione nominale;
- tipologia del materiale isolante: XLPE (polietilene reticolato) o EPR (gomma etilen propilenica) realizzato per estrusione;
- materiale del conduttore: alluminio o rame;
- principali sezioni industriali disponibili dei conduttori (espresse in mm² con indicazione della portata nominale espressa in MVA per terna di cavi);
- per ciascuna tipologia si fa riferimento ad una posa in opera di una terna di cavi in area extra-urbana mediante singola trincea su sedime stradale disponibile.

STAZIONI ELETTRICHE

Le tipologie di stazioni elettriche considerate sono quelle di trasformazione e di smistamento e possono anche essere classificate dal punto di vista costruttivo in relazione alla modalità di realizzazione dell'isolamento delle parti attive. Le due principali tipologie di isolamento sono:

- impianti isolati in aria;
- impianti di tipo isolato in SF₆ con parti attive in involucro metallico.

Altre tipologie di impianti (ad esempio mediante moduli multifunzione o ibridi) sono considerate speciali e sono trattate come costo sulla base di analisi eseguite sulla base dei progetti preliminari specifici.

Per la classificazione delle stazioni elettriche sono stati considerati i seguenti criteri:

- livello di tensione nominale;
- tipologia del mezzo isolante (aria o esafluoruro di zolfo);
- macchinario: autotrasformatore, rapporto di trasformazione, e potenza nominale;

- edifici o fabbricati per stazioni in aria o per stazioni isolate in SF₆ e per stazioni di smistamento;
- opere civili escluse le fondazioni delle singole apparecchiature che vengono incluse negli elementi elementari (stalli);
- acquisizione terreni;
- sistemazione delle aree.

Negli impianti tradizionali isolati in aria (AIS), ogni componente ha le parti attive isolate in aria e ciò comporta un collegamento delle parti non in tensione a quelle in tensione tramite isolatori. L'assemblaggio viene effettuato in sito al momento dell'installazione.

Negli impianti isolati in SF₆ (GIS), l'isolamento delle parti attive è ottenuto mediante apparecchiature prefabbricate con involucro metallico contenenti gas SF₆.

Il costo totale di una stazione elettrica si ottiene dalla composizione dei costi elementari suddivisi nelle seguenti voci di costo aggregate:

- impianti di potenza – apparecchiature (interruttori, sezionatori, TA, TV, scaricatori, bobine onde convogliate) e collegamenti AAT e AT, compresi conduttori, morsetteria, isolatori, sostegni, circuiti di messa a terra, ecc.;
- impianti accessori (di automazione e ausiliari) – apparati e circuiti di protezione, comando e controllo, compresi quadri/pannelli, cavi, batterie, gruppo elettrogeno, quadro MT, alimentazioni da rete MT, trasformatori MT/BT, infrastrutture di rete e relativi materiali e apparecchiature (ad es. sistemi telefonici, sistemi teleoperazioni, canali e apparati di comunicazione ecc.) ed infrastrutture, anche non appartenenti alla rete, atte a garantire, senza alcun degrado, la continuità del servizio di telecomunicazione e/o telepilotaggio (es. onde convogliate) eventualmente presenti nella porzione di rete interessata dalla specifica stazione, ecc.;
- impianti dei servizi generali di stazione – illuminazioni esterne (torri faro, ecc.) illuminazioni interne, impianto telefonico, condizionamento, antincendio, dispositivi di controllo accessi, ecc.;

¹⁷ Separatamente si considerano anche stazioni di transizione aereo-cavo con presenza di reattanze shunt di compensazione da 200 MVA.

- montaggi e collaudi – posa in opera di apparecchiature e circuiti, collaudi, prove funzionali e messa in servizio;
- opere civili – sistemazione piazzali, fondazioni, sostegni, apparecchiature e portali, cunicoli e tubazioni, rete drenaggi, rete di terra principale e secondaria, recinzioni, viabilità interna e raccordo alla viabilità esterna, smaltimento acque bianche e acque nere, ecc.;
- edifici nelle configurazioni standard – edificio comandi, edificio per impianto SF₆, box di stallo (chiosco), edificio per servizi ausiliari e/o quadro MT.

Il costo totale delle opere tiene conto del costo delle realizzazioni e delle spese sostenute per la gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, ivi compresi il collaudo e la direzione lavori. Ai fini della determinazione del costo delle opere, si aggiunge altresì il costo dei terreni.

I costi di seguito esposti non comprendono i costi di esercizio e manutenzione, la liquidazione di eventuali danni e i costi derivanti da prescrizioni ambientali e autorizzative.

Si precisa che le voci a carattere generale quali fabbricati, opere comuni e opere civili (viabilità, recinzione, sistema di messa a terra,...) sono da intendersi per la parte inerente alle sole necessità della stazione elettrica e sono state previste in una voce separata da quella relativa all'acquisto delle aree.

4.4 Ipotesi alla base del calcolo dei benefici

4.4.1 Premessa

Come accennato al paragrafo 4, i benefici degli interventi di sviluppo pianificati sono valutati dalla prospettiva del sistema, stimando i vantaggi conseguibili con la realizzazione delle nuove infrastrutture rispetto agli obiettivi (definiti dalla Concessione delle attività di trasmissione) di rimozione delle congestioni, incremento dell'efficienza e degli scambi con l'estero, garanzia della sicurezza e qualità del servizio, integrazione delle fonti rinnovabili, il tutto nel rispetto e tutela dell'ambiente.

I benefici considerati, a seconda dei casi negli interventi presi in esame, appartengono ad alcune tipologie ben definite:

- BT1: aumento degli scambi con l'estero
- BT2: riduzione delle perdite di rete
- BT3: riduzione energia non fornita
- BT4: riduzione di congestioni su sezioni critiche e poli limitati
- BT5: riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili
- BT6: investimenti evitati
- BT7: riduzione dei costi per servizi di rete
- BT8: riduzione dell'emissioni di CO2

Tali benefici sono stimati confrontando il comportamento del sistema in assenza ed in presenza dell'intervento preso in esame. Sono quantificati in termini di benefici fisici (es. energia/anno) in ciascun anno rappresentativo del funzionamento del sistema nello scenario previsionale, e poi sono monetizzati con specifici coefficienti di valorizzazione economica.

L'analisi condotta è quindi utilizzata per stimare i benefici economici di sistema lungo l'orizzonte convenzionale di vita utile dell'intervento in esame.

4.4.2 Aumento scambi con l'estero (BT1)

E' il beneficio derivante dall'aumento di energia scambiata con l'Estero in seguito a interventi di sviluppo di nuove interconnessioni o potenziamenti di interconnessioni esistenti (anche attraverso la rimozione di vincoli sulle reti interne).

Questi benefici si calcolano moltiplicando l'aumento della TTC (Total Transfer Capacity) stimata, convertita in energia annua (considerando generalmente un'utilizzazione per 5.000 ore/annue alla massima TTC degli impianti di interconnessione), per il differenziale di costo dell'energia tra l'Italia e

l'estero, stimato pari ad un valore che oscilla tra i 10 ed i 30 €/MWh (tali valori sono puramente indicativi in quanto dipende dalla localizzazione della interconnessione), salvo casi specifici in cui sia prevedibile una maggiore disponibilità di energia importabile.

Tale differenziale di costo dell'energia è stimato partendo da analisi di dati a consuntivo, ove disponibili, e sviluppando proiezioni a medio-lungo termine sulla base dell'evoluzione dei sistemi elettrici interessati dalla nuova interconnessione negli scenari di Piano.

$$\text{Beneficio annuo} = TTC_{\text{picco}} * h_{\text{eq}} * \Delta \text{prezzo}$$

4.4.3 Riduzione delle perdite di rete (BT2)

E' il beneficio derivante dalla diminuzione delle perdite di rete conseguibile con la realizzazione di interventi di sviluppo che, aumentando il livello di magliatura e la capacità di trasporto della rete, consentono di ridurre l'energia dissipata nel trasporto delle potenze dai centri di produzione alle aree di carico.

L'indicatore tecnico fornisce una stima della variazione delle perdite di rete in termini di energia persa/anno. Viene stimato partendo dal valore della variazione di potenza elettrica persa alla punta di carico (peak load) annuale, calcolata con specifici programmi di simulazione (load flow) del sistema in presenza ed in assenza dell'intervento in esame. Il differenziale di potenza nei due casi, con e senza l'intervento di sviluppo in esame, viene moltiplicato per il coefficiente ore di utilizzazione delle perdite alla punta, specifico per ciascuna macro-area del Paese (v. Tabella 11), per calcolare il differenziale di energia perduta in un anno (a volte, ad es. nel caso di linee a cavallo di più aree, è opportuno riferirsi a valori medi rispetto a quelli esposti). A questo punto moltiplicando il valore dell'energia recuperata all'anno per il costo medio di produzione dell'energia, si arriva ad una monetizzazione approssimata delle minori perdite di rete, o meglio della loro riduzione, derivante dall'entrata in servizio dell'intervento in esame.

$$\text{Beneficio annuo} = I_p * h * CMA$$

dove:

- I_p : perdite di rete alla punta misurate in MW, espresse dal relativo indicatore tecnico;
- h : ore di utilizzazione annue delle perdite alla punta;
- CMA: costo medio dell'energia (€/MWh).

Tabella 11 – Ore medie di utilizzazione delle perdite per area

Zona	Ore medie di utilizzazione
AAT	
TO	5500
MI	7500
VE	7000
FI	8000
RM	4500
NA	5000
Continente	6000
Isole	n. a.
AT	
Italia	3500

Come proxy del valore delle perdite (CMA) si assume il prezzo medio nazionale sul MGP rilevato nel periodo da luglio 2008 a giugno 2013, pari a 71 €/MWh.

4.4.4 Riduzione energia non fornita (BT3)

E' il beneficio derivante dall'energia non fornita evitata conseguibile con interventi di sviluppo generalmente finalizzati al miglioramento della sicurezza e qualità del servizio che, ad es. attraverso la realizzazione di nuove stazioni elettriche di trasformazione o smistamento o mediante la costruzione di nuovi elettrodotti, consentono di ridurre i rischi di disalimentazione delle utenze servite. Per stimare la riduzione del rischio di energia non fornita (ENF) si effettuano simulazioni di rete in statica (load flow) in presenza ed in assenza dell'intervento di sviluppo in esame. Tali simulazioni sono focalizzate sulla parte di rete interessata e possono essere condotte con riferimento a situazioni tipiche di funzionamento del sistema (peak load) in cui sono maggiori le criticità attese o, con l'ausilio di strumenti di simulazione probabilistici, su orizzonte annuale. Solitamente l'uso di simulazioni probabilistiche (Montecarlo) è limitato ai casi più complessi che riguardano interventi con impatto su porzioni di rete molto estese (es. sistema 380 kV) o caratterizzate da condizioni di funzionamento molto variabili e difficilmente rappresentabili con uno o più snapshot tipici. In questo caso i coefficienti di probabilità associati agli elementi di rete tengono conto dei valori medi di indisponibilità registrati sugli asset in esercizio, differenziati per tipologia e livello di tensione nelle diverse condizioni probabili. Negli altri casi, tipicamente relativi a porzioni di reti di subtrasmissione funzionali ad alimentare il carico

locale (es. isole di esercizio in AT alimentate da stazioni di trasformazione), le analisi effettuate sono load flow alla punta di carico, in cui il funzionamento della rete è simulato in N (a rete integra) ed in tutti gli N-1 (indisponibilità di un elemento di rete) critici in termini di alimentazione del carico. In questi casi, il rischio ENF è calcolato considerando i tassi medi di indisponibilità non programmata registrati negli ultimi anni sulle linee in esercizio nella porzione di rete oggetto di intervento.

In particolare il minor rischio di ENF è stimato come:

$$\begin{aligned} \text{Beneficio annuo} &= MW_{picco(N)} * h_{eq} \\ &+ \sum_i MW_{picco(N-1)_i} * \tau_i * h_{eq} \end{aligned}$$

dove:

- MW_{picco} è la potenza alla punta di carico che, in assenza dell'intervento di sviluppo, non risulta possibile alimentare in sicurezza N ed N-1
- τ_i è il tasso di indisponibilità per guasto della singola linea che in N-1 causa criticità nella porzione di rete in esame
- h_{eq} sono le ore equivalenti di utilizzo della potenza disalimentata alla punta sulla porzione di rete in esame¹⁸

Per monetizzare questo beneficio si moltiplica la stima della minore energia non fornita (ENF) media annua nella zona di rete dove insiste il nuovo intervento per il valore di 4.770 €/MWh (rapporto tra PIL nazionale e domanda nazionale annua di energia elettrica per l'anno 2013¹⁹).

¹⁸ Tale valore tiene conto delle ore equivalenti di utilizzo della potenza alla punta e della probabilità di sovraccarico delle linee in rapporto al valore del carico servito.

¹⁹ Il valore considerato da Terna per la valorizzazione del rischio di ENF (Value of Lost Load, VoLL) è allineato con quanto previsto a livello internazionale ed ispirato a principi di cautela. Da una survey del Seventh Framework Programme (2009) risulta per il VoLL un range compreso tra i 5 ed i 25 €/kWh per i Paesi più sviluppati (15 €/kWh per l'Italia). Nel DCO 20/11 l'AEEG propone per il quarto periodo di regolazione una valorizzazione dell'ENF, a consuntivo ed eccedente i limiti previsti dalla regolazione della qualità del servizio, compresa tra 30 €/kWh e 50 €/kWh.

In presenza di casi particolari, come ad esempio:

- carichi delle principali città;
- carichi industriali di prestigio (poli tecnologici, aree produttive di alto valore);
- località di particolare pregio turistico e isole;

si applica un coefficiente di valutazione moltiplicativo (F_c) che può andare da 1 a 5, a seconda dell'importanza del sito.

4.4.5 Riduzione di congestioni e poli limitati (BT4)

E' il beneficio derivante dall'eliminazione di congestioni e di poli limitati.

Alcuni nuovi interventi di sviluppo, specialmente elettrodotti finalizzati alla riduzione delle congestioni, permettono alle centrali esistenti ed a quelle future di immettere maggiori quantità di energia nella rete, rimuovendo quei vincoli (bottleneck) che limitano l'uso della produzione più efficiente.

I benefici di questo tipo sono valutati stimando la sostituzione dell'energia prodotta da impianti meno competitivi con quella più efficiente che la realizzazione dell'incremento di capacità di trasporto su sezioni critiche rende possibile utilizzare.

Nel caso di produzione di base o mid-merit, si considera un minore utilizzo degli impianti meno efficienti la cui produzione può essere sostituita con quella di impianti (ove disponibili) a carbone e cicli combinati (CCGT) di nuova generazione. In questi casi il sovra-costi in energia evitato viene stimato come differenza di costo moltiplicato per l'energia liberata (si valutano caso per caso le ore di utilizzazione medie degli impianti). Nel caso di produzione di punta (Turbo Gas, TG) si stimano i sovra-costi evitati con il differenziale di costo fra TG e CCGT (in questo caso le ore di utilizzazione medie per impianti Turbo Gas vengono considerate convenzionalmente non superiori a 1000 ore/anno).

$$\text{Beneficio annuo} = P_{\text{liberata}} * \Delta C * h_{eq}$$

dove:

- P_{liberata} è la potenza di generazione (espressa in MW) sostituita con potenza più efficiente liberata per effetto della realizzazione dell'intervento;
- ΔC è il differenziale di costo di produzione (in €/MWh);

- h_{eq} sono le ore equivalenti annue di utilizzo della potenza liberata.

In aggiunta a quanto sopra, per gli interventi che hanno un impatto su aree soggette a problemi di copertura del fabbisogno in condizioni di sicurezza, possono essere considerati ulteriori benefici in termini di miglioramento dell'adeguatezza. Tali benefici possono essere valorizzati nei casi in cui risulta evidente, in esito ad apposite analisi di adeguatezza del sistema (cfr. paragrafo 7.2 del PdS edizione 2014), che l'intervento in esame contribuisce a soddisfare questo tipo di esigenze. In questi casi il beneficio è convenzionalmente stimato come evitato costo di installazione di capacità produttiva (potenza) per far fronte alla richiesta di copertura in sicurezza della domanda in potenza. Se questa è di base, l'installazione di nuova potenza evitata si stima ai costi di impianti a Ciclo Combinato (500 k€/MW). Se invece trattasi di nuova potenza per la copertura della punta, questa viene quantificata come installazione evitata di impianti di tipo Turbo Gas (210 k€/MW);

$$\text{Beneficio tot} = P_{\text{liberata}} * \text{Costo Istallazione}$$

4.4.6 Riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili (BT5)

E' il beneficio derivante dalla liberazione di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile.

Si stima un risparmio derivante dal differenziale fra il costo variabile di un impianto rinnovabile (nullo) e quello di un CCGT a metano che l'impianto a fonte rinnovabile andrebbe a rimpiazzare. In questo caso, per il calcolo dell'energia, sono state considerate 2300²⁰ ore medie di possibile congestione evitata. C'è inoltre da specificare che, nel caso di benefici derivanti dall'immissione di nuova produzione da fonte rinnovabile non programmabile (di seguito FRNP), non viene considerata la componente "evitata installazione di capacità produttiva" (cfr punto 4.4.5) data l'aleatorietà della fonte primaria.

$$\text{Beneficio annuo} = MW_{\text{picco}} * h_{eq} * (C_{\text{FER}} - C_{\text{CC}})$$

²⁰ Sono state considerate 1900 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 al 2020.

4.4.7 Investimenti evitati (BT6)

E' il beneficio derivante da investimenti evitati.

La realizzazione di un intervento consente spesso ulteriori risparmi, in quanto permette di evitare altri investimenti, che altrimenti sarebbero stati necessari, per obblighi di legge/norma o in relazione all'esigenza di garantire la sicurezza di persone e cose. Gli investimenti evitati generalmente riguardano:

- Interramenti/varianti necessari per vincoli di legge;
- Investimenti conseguenti ad obbligo di connessione;
- Investimenti per il mantenimento in servizio di asset esistenti.

4.4.8 Riduzione dei costi per servizi di rete (BT7)

E' il beneficio derivante dal mancato ricorso a MSD.

Per ogni intervento descritto in questo documento, si è valutato l'impatto nella risoluzione di carenze di rete che richiedono il ricorso al Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). In particolare, si è valutato come beneficio il mancato ricorso al MSD per la risoluzione di problemi di rete locale e per la gestione dei profili di tensione.

4.4.9 Riduzione dell'emissione di CO2 (BT8)

E' il beneficio derivante dalla riduzione della emissione di CO₂.

Nei casi in cui si pianifica un nuovo intervento di sviluppo della rete che permette un aumento dei limiti di scambio tra le zone di mercato esistenti, si è valutato l'eventuale incremento di produzione di energia da impianti con minore emissione di CO₂. Si è inoltre calcolata la riduzione delle emissioni di CO₂ legata alla diminuzione delle perdite. Il valore economico della tonnellata di CO₂ presa a riferimento è rappresentato dalla media degli ultimi 12 mesi del valore del mercato delle unità di emissione²¹.

²¹ La Direttiva 2003/87/EC istituisce un sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea, al fine di promuovere la riduzione delle emissioni secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica. Tale sistema, denominato European Emission Trading Scheme (EU ETS), rientra tra i

$$\text{Beneficio annuo} = (\text{MWh} * \eta_{\text{emissione}} + \Delta_{\text{MIX}}) * C_{\text{emissioni}}$$

dove:

- MWh perdite evitate
- Δ_{MIX} Minori emissioni per migliore mix produttivo
- $\eta_{\text{emissione}}$ coefficiente di emissione
- $C_{\text{emissioni}}$ costi di emissione

4.4.10 Riepilogo principali parametri di monetizzazione

In Tabella 12 è riportato un riepilogo dei principali parametri economici utilizzati al fine di monetizzare i benefici.

Tabella 12 – Ipotesi base per il calcolo dei benefici

PARAMETRI MONETIZZAZIONE BENEFICI	
Differenziale prezzo energia per interconnessioni	10÷30 €/MWh
Valore delle perdite	71 €/MWh
Valore dell'ENF ²²	4.770 €/MWh
Costo installazione Turbo Gas	210 k€/MW
Costo installazione Ciclo Combinato	500 k€/MW
Costo marginale dell'energia prodotta da Turbo Gas ²³	160 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da Ciclo Combinato ²³	60 €/MWh

meccanismi individuati dal Protocollo di Kyoto per la riduzione delle emissioni di gas serra. Il valore economico della tonnellata di CO₂ presa a riferimento è la media registrata negli ultimi 12 mesi su EUAs (European Unit Allowances). Fonte Thomson Reuters.

²² Rapporto PIL/domanda di energia elettrica riferito ai valori del 2011.

²³ Elaborazioni Terna su fonte dati Nomisma Energia (novembre 2012). Rispetto allo scorso anno sono state riviste le stime dei costi di combustibile. In particolare per il petrolio, e conseguentemente per il gas, tale previsione al rialzo è dovuta a quanto registrato sul mercato (costi alti al livello del 2008, mercato più bilanciato) che porta verso una minor probabilità di discesa dei costi di approvvigionamento mentre per il carbone, stante la flessione già registrata sul mercato registrata durante l'anno 2012, la previsione al ribasso è confermata verso valori ancora più bassi.

PARAMETRI MONETIZZAZIONE BENEFICI	
Costo marginale dell'energia prodotta da olio combustibile ²³	105 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta dal carbone ²³	35 €/MWh
Costo CO ₂	5 €/t

E' da menzionare che negli ultimi anni, a causa dalla recente crisi finanziaria ed economica globale, esiste una forte incertezza sull'andamento dei costi marginali dell'energia prodotta (da ogni tipo di impianto).

4.5 Risultati dell'analisi costi/benefici dei principali interventi

Una volta determinati costi e benefici di ogni progetto, si effettua un'analisi comparativa finalizzata alla determinazione dell'opportunità dell'intervento di sviluppo sotto esame o alla determinazione della soluzione ottimale di sviluppo. I benefici ed i costi vengono confrontati per ricavare i benefici netti per un orizzonte temporale di 20 anni; l'attualizzazione viene effettuata alla data dell'anno di stesura del Piano di Sviluppo (PdS).

L'ipotesi convenzionale utilizzata per la collocazione dei costi capitale nelle analisi prevede di norma che l'investimento venga effettuato durante i tre anni precedenti l'entrata in servizio dell'impianto in esame, pertanto non riflette la reale collocazione degli investimenti fino all'entrata in esercizio delle opere.

Vale la pena qui ricordare che l'AEEG ha individuato in 40 e 33 anni la vita utile rispettivamente delle linee di trasmissione e delle stazioni elettriche (Del. 05/04). In questo documento invece, data la potenziale incertezza nel mantenimento nel tempo dei benefici considerati, si è ritenuto di limitare l'analisi al ventesimo anno, ottenendo così valutazioni più prudenti.

Il tasso di attualizzazione considerato è assunto convenzionalmente pari al 6,3%, prendendo a riferimento il valore del WACC (Weighted average cost of capital) base per gli investimenti in attività di

sviluppo della rete di trasmissione (Deliberazione AEEG n. 607/13²⁴).

Nel presente paragrafo i principali interventi, la cui realizzazione è programmata nel PdS²⁵, sono classificati per finalità, in relazione al principale beneficio che determinano sul sistema elettrico.

- Interventi di sviluppo volti ad 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 elettrico.
- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato e dei poli di produzione limitata**, che contribuiscono alla maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile.
- 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 fonte convenzionale e/o rinnovabile.
- Interventi di sviluppo per la **sicurezza e l'affidabilità della rete in aree metropolitane** con elevata concentrazione di utenza.
- Interventi per la **qualità, la continuità e la sicurezza del servizio elettrico** al fine di ridurre rischi energia non fornita, miglioramento dei profili di tensione, riduzione delle perdite di rete.

Per ognuno degli interventi con investimenti previsti maggiori di 25 M€, sono illustrate le categorie dei benefici e l'indice prestazionale sintetico che ne mostra la profittabilità. L'investimento include i costi dell'opera principale e quelli delle opere connesse e

²⁴ Tale delibera aggiorna quanto previsto nella delibera 199/11 relativa al periodo di regolazione 2012-2015, in particolare il WACC per gli anni 2014 e 2015.

²⁵ Come anticipato al 3.5, non sono invece riportate le analisi costi benefici degli interventi in valutazione, la cui realizzazione non è al momento prevista nell'orizzonte di Piano.

delle razionalizzazioni associate all'intervento così come definite al capitolo 3.

L'indice IP è calcolato rapportando i benefici monetizzati ed attualizzati con i costi di investimento e di esercizio, anch'essi attualizzati. Condizione necessaria per l'inserimento di questi interventi nel PdS è un valore dell'indice $IP > 1$, il che dimostra un ritorno, in termini di benefici per il sistema Paese, maggiore dell'investimento sostenuto.

Il valore dell'IP è aggiornato al variare dei parametri alla base del calcolo, sia dei costi (in ragione di possibili modifiche del progetto) che dei benefici (variazione degli scenari presi a riferimento e dei parametri economici per la valorizzazione degli indicatori tecnici), oltre che dal valore del tasso convenzionale preso a riferimento per l'attualizzazione.

4.5.1 Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

I benefici derivanti da un intervento per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero riguardano:

- la maggiore disponibilità di energia e potenza per la copertura del fabbisogno;
- un approvvigionamento a prezzi più bassi;
- l'aumento dei margini di riserva;
- il contributo del sistema interconnesso europeo alla regolazione frequenza/potenza.

Nella Tabella 13 sono riportati i principali interventi per l'incremento della capacità d'interconnessione con l'estero.

Tabella 13 - Interventi principali per incremento interconnessione con l'estero

Interventi principali per incremento interconnessione con l'estero				
Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Valle d'Aosta	5-P	Razionalizzazione Valle d'Aosta	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC • Riduzione perdite 	2,3
Piemonte	3-P	Elettrodotto HVDC di interconnessione Italia – Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	1,6
Veneto	204-P	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia–Austria	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	3,8
Trentino-Alto Adige	208-P	Linea di interconnessione a 132 kV Prati di Vizze (BZ) – Steinach (AT)	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	5,4
Friuli-Venezia Giulia	205-P	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia – Slovenia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	6,6
Abruzzo	401-P	Interconnessione HVDC Italia–Montenegro	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	2,2

4.5.2 Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete

La realizzazione di un intervento per la risoluzione delle congestioni, oltre che ai benefici derivanti per la sicurezza del sistema che possono riguardare:

- la maggiore sicurezza di copertura del fabbisogno nazionale;

- la minore probabilità che si verifichino episodi di energia non fornita²⁶;
- i minori costi per il riequilibrio delle tensioni;
- la minore esposizione al rischio N-1;
- l'incremento di affidabilità della rete.

può apportare i seguenti benefici:

- una maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente;
- rendere possibile una maggiore disponibilità di potenza per il mercato con aumento della riserva complessiva;
- minori perdite di trasporto;
- minori oneri di congestione a seguito della separazione in zone di mercato;
- costi evitati di impianto.

In tale categoria di interventi vengono distinti:

- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato ed i poli di produzione limitata**, che contribuiscono alla maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente
- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva** che comportano un pieno sfruttamento della capacità produttiva da fonte convenzionale e/o rinnovabile

Nella Tabella 14 sono riportati gli interventi per le riduzioni delle congestioni tra le zone di mercato e per la riduzione dei poli limitati.

Nella Tabella 15 sono riportati i principali interventi di sviluppo volti a ridurre le congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva.

²⁶ Questa grandezza è valutata sulla base di modelli stocastici della rete e differisce in generale dai valori misurati in esercizio, includendo i rischi di disservizi diffusi che hanno normalmente probabilità bassa ma impatto di vari ordini di grandezza superiore alla norma.

Tabella 14 - Interventi principali per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato e poli limitati

Interventi principali di sviluppo per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato e poli limitati				
Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Toscana, Emilia-Romagna	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano – San Benedetto del Querceto – Colunga	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati 	4,1
Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo	901-N	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile 	3,0
Abruzzo, Molise, Puglia	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,3
Campania, Puglia	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,6
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino N – Benevento II	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	5,0
Calabria	509-P	Riassetto rete Nord Calabria e Trasversale Calabria ²⁷	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Investimenti evitati • Riduzione emissioni di CO₂ 	6,4
Calabria, Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e riassetto rete 150 kV Messina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Rischio di isolamento Sicilia evitato • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ • Mancato ricorso al MSD 	2,5
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	5,6

²⁷ Trasversale calabra entrata in servizio a dicembre 2013.

Tabella 15 – Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva				
Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Piemonte, Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva in parte già disponibile per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,5
Piemonte/ Lombardia	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	4,0
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	2,1 ²⁸
Lombardia	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	3,1
Lombardia	127-P	Stazione 380 kV Mese	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione idrica 	6,1
Lombardia	134-P	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Aumento TTC 	4,6 ²⁹
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	1,4
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione idrica • Mancato ricorso a MSD 	2,7
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest (UD)– Redipuglia (GO)	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Aumento TTC • Mancato ricorso a MSD 	4,3

²⁸ I benefici si riferiscono all'opera principale già in servizio.

²⁹ I benefici si riferiscono alle opere realizzate per la S. Fiorano – Robbia.

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva

Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Campania, Puglia	505-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile 	12,7
Sicilia	604-P	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (Cod. 602-P) + Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 e Sorgente 2 – Villafranca	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile 	1,4
Sicilia	607-P	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Mancato ricorso a MSD • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,4
Sicilia	616-P	Nuova stazione 380/150 kV Vizzini (ex Mineo)	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento produzione da fonte rinnovabile 	2,1
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	2,7
Sardegna	704-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro–Goni	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione rinnovabile 	2,0
Sardegna	709-P	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	3,8

4.5.3 Interventi nelle aree metropolitane

Nelle aree metropolitane dove, a causa di un elevato incremento dei carichi, risulta difficile garantire la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche con la rete attuale, sono stati previsti interventi per aumentarne l'affidabilità e diminuire la probabilità dell'energia non fornita.

I benefici derivanti da un intervento per garantire la sicurezza della rete nelle aree metropolitane riguardano:

- riduzione delle perdite;
- diminuzione della probabilità di disservizi di rete locale;
- costi evitati per rinforzi rete AT ed AAT;
- riduzione del ricorso al mercato del servizio di dispacciamento (MSD).

Nella Tabella 16 sono riportati i principali interventi nelle aree metropolitane.

Tabella 16 – Interventi principali per le aree metropolitane

Interventi principali nelle aree metropolitane				
Regioni	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220 e 132 kV Provincia di Torino	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati 	5,0
Lombardia	115-P 129-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	11,1
Lombardia	114-P	Razionalizzazione 380–132 kV di Brescia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	8,7
Toscana	317-P	Riassetto area metropolitana di Firenze	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati 	2,8
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati 	1,5
Sicilia	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	8,3

4.5.4 Interventi di sviluppo per la qualità del servizio

Migliorare l'affidabilità e la qualità del servizio di trasmissione comporta:

- riduzione delle perdite di trasporto;
- costi evitati per il potenziamento rete AT;
- riduzione impatto ambientale rispetto al potenziamento rete AT;
- minori rischi di interruzioni su reti a tensione inferiore, con alimentazione più sicura di specifiche zone di carico;
- recupero margini di trasporto rete AT.

Risulta più difficile valorizzare il contributo che questi interventi hanno sulla qualità della tensione in

quanto a questo servizio non è direttamente associabile un beneficio monetizzabile specifico per l'utenza né è facile individuare – salvo per alcuni casi – l'investimento alternativo più efficiente da realizzare per supplire alla carenza di rete.

Nella Tabella 17 sono riportati i principali interventi per il miglioramento della qualità del servizio di alimentazione

Tabella 17 – Interventi principali per la qualità del servizio

Interventi principali per la qualità del servizio				
Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Incremento produzione da fonte rinnovabile 	1,9
Veneto	237-P 224-P	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete AT	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	3,6
Veneto	215-P	Riassetto rete alto bellunese	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,4
Veneto	227-P	Stazione a 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati 	3,9
Veneto	206-P	Stazione a 380 kV di Volpago	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Aumento TTC • Investimenti evitati 	2,8
Emilia-Romagna	319-P	Anello 132 kV Riccione – Rimini	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,3
Toscana	305-P	Razionalizzazione di Arezzo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati 	1,3
Toscana	306-P	Riassetto 380 kV e 132 kV area di Lucca	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati 	2,1

Interventi principali per la qualità del servizio				
Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	1,5
Umbria	421-P	Razionalizzazione Rete AT in Umbria	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati 	1,2
Abruzzo	420-P	Riassetto rete AT Teramo/Pescara	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati 	1,9
Lazio	418-P	Riassetto AT Roma Sud–Latina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	2,1
Campania	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,4
Campania	504-P	Riassetto rete penisola Sorrentina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	17,5
Sicilia	613-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,1
Sicilia	316-P	Interventi nell'area a Nord di Catania	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,9
Sardegna	713-P	Stazione 380 kV Codrongianos (SS)	<ul style="list-style-type: none"> • Mancato ricorso a MSD 	5

5 Sperimentazione sistemi di accumulo diffuso

In riferimento agli interventi relativi alle attività di sviluppo che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo diffuso su rete attuale e previsionale, funzionali alla riduzione delle limitazioni alla piena produzione delle fonti rinnovabili previsti nel Piano di Sviluppo, in data 2 ottobre 2012 è stato approvato il Piano di Sviluppo 2011. In tale ambito viene approvata una sperimentazione sui sistemi di accumulo diffusi da condurre inizialmente su un programma fino a 35 MW.

Con delibera 288 del 22 luglio 2012, l'Autorità per l'Energia e il Gas ha inoltre definito le modalità e i criteri per l'ammissione all'incentivo dei programmi di sperimentazione relativi all'installazione di sistemi di accumulo diffuso, indicando il numero massimo di progetti e relativi requisiti da valutare, a cura della Commissione indipendente di esperti, con apposito indicatore di merito definito con Determinazione della Direzione Infrastrutture n. 8 del 19 ottobre 2012. Per tale ragione, le valutazioni tecnico

economiche di tali attività sperimentali sono demandate ai soggetti preposti secondo quanto previsto dalla regolazione vigente.

Terna ha quindi avviato le attività necessarie presso il MISE per la richiesta di autorizzazione a costruire, definendo le priorità per la selezione dei siti su cui realizzare i progetti per l'avvio della sperimentazione, individuandoli lungo alcune delle dorsali maggiormente critiche indicate nel PdS 2011, quali la Campobasso – Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito e la Benevento II – Montecorvino.

Ad agosto 2013 è stato autorizzato sulla direttrice 150 kV Benevento II – Volturara – Celle S. Vito l'impianto di Ginestra mentre a settembre 2013 sulla direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia l'impianto di Flumeri.

Per maggiori dettagli si rimanda al documento "Avanzamento dei Piani precedenti".