

Piano di Sviluppo **2015**

Premessa

Il presente Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2015 (di seguito PdS 2015) è stato predisposto ai sensi del D.M. del 20 aprile 2005, riguardante la *Concessione rilasciata a Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale* (modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 dicembre 2010), e del D.lgs. n. 93/2011, in cui si prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sottoponga per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) il documento di Piano contenente le linee di sviluppo della RTN.

Il PdS 2015 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 Strategia Energetica Nazionale (SEN). In questo quadro, il Piano si propone come uno dei principali documenti programmatici 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 2015 – 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 alla base delle esigenze di sviluppo, 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 “Evoluzione della metodologia di Analisi Costi Benefici” 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 sulla metodologia di analisi della 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 2014 è proseguita la crescita della capacità installata di impianti eolici e fotovoltaici che ha raggiunto a fine anno il valore complessivo di quasi 28 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 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 di tornasole del sistema economico – ha confermato crisi e incertezze delle tendenze dell'economia italiana, con effetti significativi in termini non solo di contrazione della domanda di elettricità, ma anche di riduzione della capacità produttiva disponibile in conseguenza dei piani di dismissione o messa in conservazione di unità produttive attuati dai principali operatori.

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, anche 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 ulteriori 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 nel corso del 2014 del quadro normativo di settore, si segnalano le disposizioni previste dalla deliberazione dell'Autorità n. 421/2014/R/EEL che, in continuità con i precedenti provvedimenti, prosegue nella direzione dell'adeguamento degli impianti di generazione distribuita (GD) alle prescrizioni del Codice di Rete e dispone gli interventi necessari anche sulle reti di distribuzione in coordinamento con Terna per il controllo della GD ai fini della sicurezza del sistema elettrico.

In tema di dispacciamento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), assume particolare rilievo la deliberazione dell'Autorità n. 522/2014/R/EEL, che, tenendo conto delle esigenze evidenziate dalla sentenza del Consiglio di Stato e delle osservazioni pervenute durante la consultazione, dispone quanto necessario a promuovere la corretta previsione della produzione da impianti FRNP al variare della fonte primaria, evitando che i corrispettivi di sbilanciamento siano allocati ai clienti finali.

Per quanto attiene il sistema di remunerazione della capacità produttiva (c.d. capacity market), nel corso del 2014 con Parere n. 319/2014/I/EEL l'Autorità ha espresso parere favorevole allo schema di decreto del MiSE di approvazione della proposta di disciplina del mercato della capacità, di cui alle deliberazioni 98/11 e 375/2013/R/EEL. Inoltre, con deliberazione n. 320/2014/R/EEL l'Autorità ha formulato al MiSE una proposta di rimodulazione del meccanismo transitorio per l'approvvigionamento a termine di capacità produttiva idonea a fornire adeguati servizi di flessibilità per il prossimo triennio.

Relativamente allo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica per facilitare il dispacciamento degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile, con delibera n. 574/2014/R/EEL l'Autorità ha definito alcune prime disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, con particolare riferimento alle modalità di accesso e di utilizzo della rete.

In tema di nuove infrastrutture prioritarie per lo sviluppo del Paese, con delibera 259/2014/R/EEL l'Autorità ha accertato il raggiungimento da parte di Terna delle milestone di avanzamento degli interventi strategici che quindi accedono al meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti e al meccanismo di penalità. Inoltre, con deliberazione n. 446/2014/R/COM, l'Autorità ha definito criteri e procedure di valutazione degli investimenti strutturali relativi a progetti di Interesse Comune caratterizzati da rischi particolarmente elevati, per il riconoscimento degli strumenti previsti dall'articolo 13, paragrafo 1, primo comma, del Regolamento (UE) n. 347/2013.

In ambito europeo, con riferimento a quanto previsto dal "Terzo Pacchetto Energia", e in particolare dal Regolamento (CE) n. 714/09, è proseguito il processo di integrazione dei mercati in linea con i c.d target model definiti per i differenti mercati (Forward, Day Ahead, Intraday, Balancing) a livello europeo, il cui primo passo è rappresentato dalla definizione del codice CACM (Capacity Allocation and Congestion Management). Per quanto concerne in particolare l'Italia, nei primi mesi del 2015 è inoltre previsto il go live del progetto PPC (pre and post coupling project) sviluppato da Terna e dai TSO confinanti, nell'ambito dell'Italian border working table, in comune con le Borse dei Paesi coinvolti.

Per quanto riguarda la pianificazione e lo sviluppo coordinato del sistema di trasmissione europeo, 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 Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2014, contribuendo alla predisposizione delle valutazioni tecnico-economiche dei progetti di sviluppo considerati di rilevanza Pan-Europea.

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 lo sviluppo sostenibile e l'integrazione dei sistemi elettrici del Mediterraneo. Proprio l'integrazione dei sistemi elettrici Euro Mediterranei è l'obiettivo dell'accordo di cooperazione fra Med-TSO, MedReg e la Commissione Europea, firmato a Roma il 19 novembre 2014 in occasione della Conferenza Euro Mediterranea sull'Energia.

Infine, se lo sviluppo delle infrastrutture è una leva strategica per il superamento della crisi ed il conseguente rilancio economico – sociale, il 2014, relativamente allo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, si contraddistingue per le seguenti principali evidenze:

- la realizzazione di opere di primaria utilità, quali il nuovo elettrodotto a 380 kV Trino – Lacchiarella per la riduzione delle congestioni sulla sezione critica Nord Ovest - Nord Est, il completamento dei nuovi cavi 220 kV per l'alimentazione del carico della città di Torino, il potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV Foggia - Benevento II che ha consentito di incrementare la capacità di trasporto sulle sezioni critiche al Sud e tra Sud e Centro Sud; relativamente agli impianti funzionali a realizzare la raccolta e l'utilizzo della produzione da fonte rinnovabile nel Sud e nelle Isole, sono state completate ulteriori stazioni e potenziamenti di estese porzioni di rete in alta tensione;
- il conseguimento delle autorizzazioni per: il potenziamento delle esistenti linee in cavo 220 kV che consentirà di completare il programma di rinforzo della rete nell'area metropolitana di Milano, la nuova stazione di trasformazione 220/150 kV di Agnosine (BS), la stazione di smistamento 150 kV di Celano (AQ), gli ulteriori rinforzi in cavo 220 kV funzionali a migliorare la sicurezza di alimentazione della città di Napoli, la stazione di trasformazione di 220/150 kV di Scafati (SA) funzionale all'alimentazione in sicurezza del carico nell'area dell'agro nocerino-

sarnese, la linea 150 kV S. Gilla - Porto Canale e la stazione 150 kV di S. Teresa in Sardegna; oltre alle autorizzazioni rilasciate per ulteriori stazioni 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 (Piosasco-Grand'Île, che sfrutta il traforo autostradale del Frejus) e con il Montenegro (Villanova-Lastva, in cavo sottomarino), l'elettrodotto a 380 kV Redipuglia – Udine per la sicurezza della rete primaria nel Nord Est del Paese, l'elettrodotto a 380 kV Gissi – Villanova (primo tratto necessario per il raddoppio della dorsale adriatica a 380 kV), il collegamento 380 kV Sorgente – Rizziconi tra la Sicilia e il Continente, per i quali le autorizzazioni sono state ottenute negli anni passati e nel corso del 2014 sono proseguiti secondo programma i lavori di realizzazione.

Premessa	3	3.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione	61
1 Il processo di pianificazione della rete elettrica	11	3.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	63
1.1 Il Piano di Sviluppo della RTN e la SEN	13	3.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio	65
1.2 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	15	3.5 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP	67
1.3 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	16	3.6 Analisi esigenze di regolazione del sistema elettrico	70
1.3.1 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse	18	3.6.1 Metodo e modelli di simulazione	71
1.4 Variazioni dell'ambito della RTN	19	3.6.2 Risultati delle simulazioni	74
1.4.1 Proposte di ampliamento dell'ambito della RTN	20	3.7 Smart Transmission Solutions	77
1.5 Pianificazione coordinata tra Transmission System Operators in ambito internazionale	20	3.7.1 Piano di rifasamento e soluzioni innovative per la sicurezza e la qualità del servizio	80
1.5.1 I drivers per lo sviluppo della rete di trasmissione europea	21	3.7.2 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo	83
1.5.2 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI)	21	4 Infrastrutture di rete per la produzione da FRNP	85
1.5.3 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)	25	4.1 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT	85
1.5.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)	28	5 Priorità di sviluppo	91
2 Scenari di riferimento	31	5.1 Interventi di sviluppo prioritari	91
2.1 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico	31	5.2 Opere di Sviluppo in valutazione	100
2.2 Strategia Energetica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico	33	6 Risultati attesi	105
2.3 Vision di ENTSO-E	37	6.1 Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	105
2.4 Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo	40	6.2 Riduzione delle congestioni interzonali	105
2.4.1 Previsioni di domanda	41	6.3 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili	107
2.4.2 Evoluzione della generazione	45	6.4 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni	108
2.4.3 Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero	51	6.5 Riduzione delle perdite di trasmissione	109
2.5 Market Coupling - Processo di integrazione dei mercati	55	6.6 Riduzione delle emissioni di CO2	109
3 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano	59	6.7 Scambi energetici nel medio periodo	110
3.1 Copertura del fabbisogno nazionale	59	6.8 Incremento della consistenza della RTN	112

Indice Allegato 1		Quadro Normativo di riferimento		
1	Quadro normativo di riferimento	117	1.4 Delibere AEEGSI emanate nel corso del 2014	133
1.1	Riferimenti normativi di base	117	1.5 Provvedimenti in corso di predisposizione	142
1.2	Regolamentazione a livello europeo	126	1.6 Unità essenziali per la sicurezza del sistema	144
1.3	Atti normativi emanati nel corso del 2014	131	1.7 Riferimenti normativi per i sistemi di accumulo	145

Indice Allegato 2		Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati		
1	Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati	151		
1.1	Attuali criticità di esercizio della rete	151		
1.1.1	Sicurezza di esercizio	151	1.2.1 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export	168
1.1.2	Continuità di alimentazione	154	1.2.2 Market Coupling Italia-Slovenia	169
1.1.3	Qualità della tensione	154	1.2.3 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima	170
1.1.4	Impatto sul sistema elettrico della produzione da FRNP	158	1.2.4 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico	174
1.1.5	Capacità di trasporto per scambi con l'estero	166	1.2.5 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)	177
1.2	Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica	168		

Indice Allegato 3**Evoluzione della metodologia Analisi Costi Benefici**

1	Introduzione	183	4.6.2	Perdite di rete (BTN2)	235
2	Quadro di riferimento internazionale	185	4.6.3	Riduzione dei rischi di Energia Non Fornita (BTN3)	236
2.1	Regolamento (UE) n. 347/2013 - Energy Infrastructure package	186	4.6.4	Integrazione della produzione da FER (BTN5)	237
2.2	Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects di ENTSO-E	187	4.6.5	Investimenti evitati (BTN6)	240
2.3	Aspetti generali della CBA methodology di ENTSO-E189		4.6.6	Riduzione dei costi per servizi di rete (BTN7)	240
2.3.1	Elaborazione degli scenari di sviluppo	189	4.6.7	Emissioni di CO ₂ (BTN8)	242
2.3.2	Valutazione dei progetti di sviluppo identificati	190	4.7	Indici di performance (KPI)	244
2.3.3	Clustering degli investimenti	191	4.7.1	Resilienza/Sicurezza (KT1)	244
2.3.4	Calcolo dei costi e dei benefici	192	4.7.2	Robustezza/Flessibilità (KT2)	244
2.3.5	Discount rate factor	197	4.7.3	Effetti ambientali e sociali (KT3 e KT4)	245
2.4	THINK Project - Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package	197	4.8	Tabella di sintesi/confronto categorie benefici	246
2.5	Parere ACER su "Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects" di ENTSO-E	199	4.9	Valutazione dei costi	246
2.6	Opinione della Commissione Europea rispetto alla CBA di ENTSO-E	200	4.10	Scelta dell'orizzonte temporale dell'analisi e del tasso di attualizzazione	247
2.7	Stato attuale e ulteriori sviluppi della CBA methodology di ENTSO-E	202	4.11	Presentazione dei risultati e classificazione dei progetti	247
2.8	CAISO - Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)	202	5	Conclusioni	251
2.8.1	Schema standard per la valutazione dei benefici	203	6	Bibliografia	253
2.8.2	Rappresentazione della rete elettrica	203	7	APPENDICE	255
2.8.3	Incertezza	204	7.1	Socio-Economic Welfare	255
2.8.4	Risorse alternative all'espansione del sistema di trasmissione	204	7.1.1	Introduzione	255
2.9	Considerazioni finali	205	7.1.2	La variazione del social surplus per valutare i benefici dei rinforzi di rete	257
3	Attuale metodologia Analisi Costi-Benefici di Terna	207	7.1.3	Considerazioni sulle variazioni delle componenti del surplus incrementando la capacità di scambio	260
3.1	Dettagli dell'attuale metodologia Analisi Costi Benefici di Terna	208			
3.1.1	Scenari di riferimento e modelli di simulazione	209			
3.1.2	Ipotesi alla base del calcolo dei costi	210			
3.1.3	Classificazione degli elementi di rete	212			
3.1.4	Ipotesi alla base del calcolo dei benefici	214			
3.1.5	Comparazione benefici tra le metodologie di Terna ed ENTSO-E	221			
4	Evoluzione della metodologia analisi costi e benefici	223			
4.1	Introduzione	223			
4.2	I principali passaggi dell'analisi costi benefici	223			
4.3	Definizione scenario di riferimento e modelli di simulazione	224			
4.4	Strumenti di simulazione	225			
4.5	Definizione possibili correlazioni tra interventi	228			
4.6	Valutazione dei benefici con simulazioni su rete previsionale	231			
4.6.1	Social Economic Welfare relativo al mercato dell'energia (BTN1)	231			

1 Il processo di pianificazione della rete elettrica

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.

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 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 (AEEGSI) 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);
- 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'AEEGSI (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.

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.

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).

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 paragrafo 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.

Si evidenzia, infine, che nel corso del mese di ottobre 2014 la Commissione Attività produttive della Camera ha approvato il documento conclusivo relativo all'indagine conoscitiva sulla SEN. Obiettivo del documento è stato quello di definire un quadro completo su rischi e problematiche relative al settore dell'energia e procedere ad una valutazione delle misure di intervento da adottare. In tale contesto si è evidenziata l'esigenza di uno strumento di programmazione di medio-lungo periodo, quali ad esempio il "libro bianco" specifico per il settore elettrico, avvalendosi anche del ruolo propulsivo del Regolatore e di controllo del Parlamento e mirato a sostenere i cambiamenti positivi dell'intera filiera energetica. Il documento, inoltre, dovrebbe contenere una lista di priorità di intervento, determinata tramite un'analisi costi-benefici svolta da soggetti indipendenti ed aggiornata ad intervalli regolari per sfruttare a pieno le tecnologie più efficienti ed innovative sul mercato. Nella relazione, infine, si evidenzia la necessità di affidare un ruolo di controllo al Parlamento, oltre alla necessità di creare una maggiore sinergia sul piano nazionale, europeo ed internazionale fra il Governo e l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

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 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;
- 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

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

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

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

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

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 2015) 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).

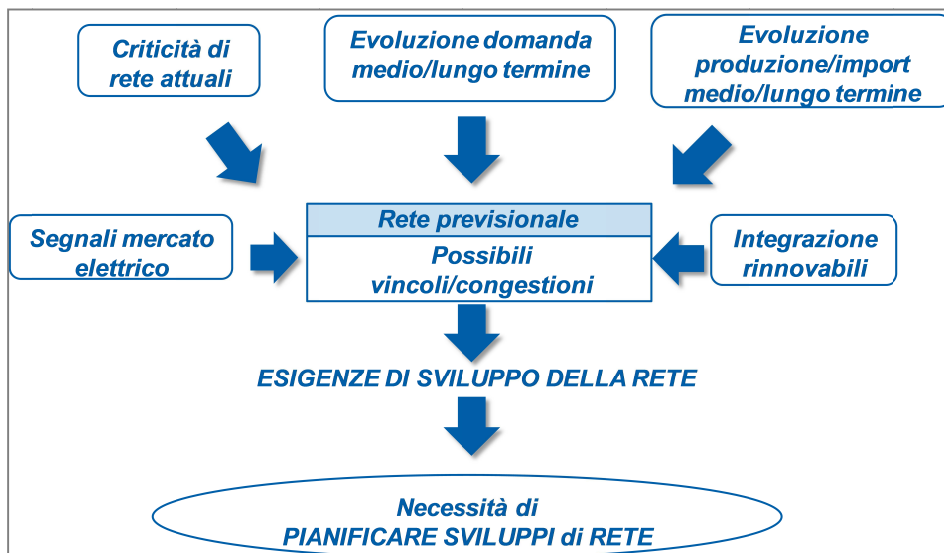


Figura 2 - Processo di pianificazione

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 “Evoluzione della metodologia Analisi Costi-Benefici (ACB)” del PdS 2015.

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 (capitolo 2, §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'AEEGSI 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 2014 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, capitolo 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

1.4.1 Proposte di ampliamento dell'ambito della RTN

Nella legge di stabilità 2015 (articolo 1, comma 193) si prevede che, al fine di migliorare l'efficienza della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e di assicurare lo sviluppo della rete ferroviaria nazionale, in considerazione della sua funzionalità alla medesima rete di trasmissione nazionale, le reti elettriche in alta e altissima tensione e le relative porzioni di stazioni di proprietà di Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. o di società dalla stessa controllate siano inserite nella rete di trasmissione nazionale di energia elettrica. L'efficacia del suddetto inserimento è subordinata al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale di cui all'articolo 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

Per quanto riguarda la dismissione di elementi di rete esistenti dall'ambito RTN, con il presente Piano, si segnala che è prevista la dismissione dei seguenti asset:

- stazione elettrica denominata Martinetto (in data 26 marzo 2014 il MISE ha espresso il proprio nulla osta alla dismissione dall'ambito dell'impianto per la sua cessione ad AEM Distribuzione di Torino);
- linea 70 kV "SE Porto Empedocle - C.le Porto Empedocle 2" (in data 10 settembre 2014 il MISE ha espresso il proprio nulla osta alla dismissione dall'ambito dell'impianto per la sua cessione ad Enel Produzione);
- linea 150 kV "CP Augusta 2 - Sasol" (in data 4 novembre 2014 il MISE ha espresso il proprio nulla osta alla dismissione dall'ambito dell'impianto per la sua cessione a Sasol Italy Energia).

1.5 Pianificazione coordinata tra Transmission System Operators in ambito internazionale

Il coordinamento e la collaborazione tra i Gestori della Rete (*Transmission System Operators* - TSO) Europei maturati nell'ambito delle attività di esercizio ed interoperabilità del sistema elettrico interconnesso è stata proficuamente estesa negli anni anche alla pianificazione degli sviluppi della rete di trasmissione ricadente nel perimetro Europeo.

In linea con quanto fatto per l'esercizio, anche sul fronte della pianificazione è emersa la necessità di rispondere ad esigenze comuni, volte a garantire azioni congiunte da parte dei TSOs ed orientate al raggiungimento degli obiettivi prefissi in ambito Comunitario, in linea con una visione unitaria e pan-Europea del futuro del sistema infrastrutturale di trasmissione Europeo.

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

- la definizione di scenari di sviluppo comuni e condivisi attraverso i quali rappresentare una descrizione coerente e comprensiva del sistema energetico futuro e delle sue possibili evoluzioni in uno specifico orizzonte temporale;
- le esigenze di sviluppo investigate attraverso studi congiunti sul perimetro pan-Europeo e orientate verso fattori chiave Comuni (*security of supply, adequate adequacy margins, market integration, sustainability*);
- criteri di investimento sostenibili attraverso la valutazione dei progetti di sviluppo di rilevanza pan-Europea.

La costante presenza ed il continuo impegno di Terna all'interno di questo processo di cooperazione e di integrazione tra TSO 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 per lo sviluppo della rete di trasmissione europea

A partire dal 2011 attraverso il cosiddetto “Terzo Pacchetto Energia” sono state introdotte fondamentali disposizioni Comunitarie atte a modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo che hanno introdotto misure orientate a rafforzare l'integrazione dei mercati elettrici a livello regionale e a migliorare le attività di cooperazione tra i TSO della rete di trasmissione di energia elettrica in Europa.

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

- la Direttiva 2009/72/CE⁸, che definisce le norme comuni per il mercato interno dell'energia, in sostituzione della Direttiva 2003/54/CE;
- il Regolamento (CE) n. 713/2009⁹, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione fra le Autorità di Regolazione Nazionali del sistema elettrico (ACER)¹⁰.
- il Regolamento (CE) n. 714/2009¹¹, che regola gli scambi transfrontalieri di energia elettrica tra i paesi dell'Unione e le relative condizioni di accesso al sistema di trasmissione, a sostituzione del precedente Regolamento (CE) n. 1228/2003 (*Regolamento Elettricità*).

Lo sviluppo infrastrutturale supportato dalla politica energetica comunitaria è invece stato oggetto di recente revisione con l'entrata in vigore del Regolamento (UE) n. 347/2013, che contiene gli orientamenti per lo sviluppo dei corridoi energetici infrastrutturali trans-europee attraverso la selezione di progetti prioritari nel settore gas ed elettricità, e ridefinisce gli strumenti e le strategie di sviluppo di tali corridoi infrastrutturali energetici¹².

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

Alla luce degli orientamenti stabiliti nel 2006 dal Parlamento Europeo per le reti trans-europee nel settore dell'energia, le cosiddette *Trans-European Energy Networks (TEN-E)*, mirati principalmente a sostenere l'effettiva realizzazione del mercato interno dell'energia a livello europeo (IEM), incoraggiando nel contempo produzione, trasporto, distribuzione e uso razionali delle risorse energetiche, è emersa l'esigenza di intensificare a livello 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 risorse energetiche, più rispettosa dell'ambiente, più sostenibile e più competitiva, ha spinto le istituzioni europee a puntare verso una politica energetica Comune atta a favorire lo sviluppo tempestivo ed efficace delle reti trans-europee, favorendo le interconnessioni a livello continentale, in particolare per integrare le fonti di energia rinnovabile ed aumentare la sicurezza del sistema interconnesso.

Partendo dunque da questi presupposti, la Commissione Europea ha elaborato il Regolamento (UE) n. 347/2013 atto a stabilire le norme per lo sviluppo e l'interoperabilità tempestivi delle reti

⁸ [Direttiva 2009/72/CE](#).

⁹ [Regolamento \(CE\) n. 713/2009](#).

¹⁰ Tra le altre attività, l'ACER supporta e coordina le Autorità di Regolazione Nazionali (NRAs) nello svolgimento dei propri compiti a livello Europeo, determinando così un nuovo contesto di riferimento in ambito sovranazionale per molte delle attività di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete di trasmissione elettrica a livello Europeo e Regionale.

¹¹ [Regolamento \(CE\) n. 714/2009](#)

¹² Dal 1 gennaio 2014 il [Regolamento \(UE\) n. 347/2013](#) ha abrogato e sostituito la Decisione 1364/2006 (TEN-E) Rispetto agli orientamenti in materia di reti energetiche trans-Europee.

di energia trans-Europee al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica e per assicurare il funzionamento del mercato interno dell'energia e la sicurezza dell'approvvigionamento nell'Unione, promuovendo l'efficienza energetica e il risparmio di energia e lo sviluppo di forme nuove e rinnovabili di energia, nonché promuovendo l'interconnessione delle reti di energia. Perseguendo tali obiettivi, il presente regolamento contribuisce alla crescita intelligente, sostenibile e inclusiva e apporta benefici all'insieme dell'Unione in termini di competitività e coesione economica, sociale e territoriale.

Tali obiettivi sono perseguibili anche attraverso l'ammmodernamento e l'ampliamento delle infrastrutture energetiche europee e l'interconnessione delle reti attraverso le frontiere, rendendo operativa la solidarietà tra gli Stati Membri dell'Unione e garantendo anche rotte di approvvigionamento più competitivo ed efficiente (cfr. Figura 3).

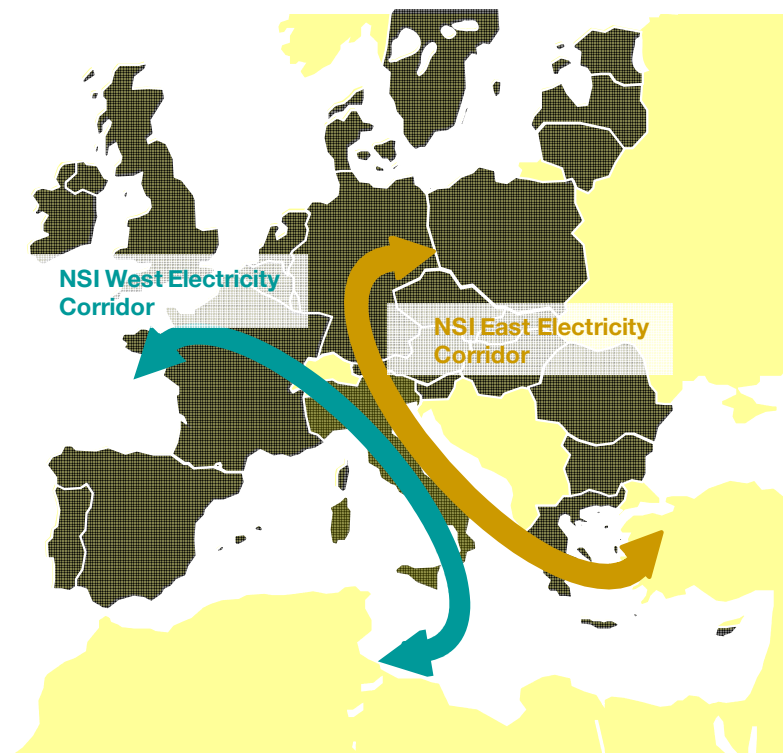


Figura 3 - Corridori energetici prioritari definiti dal Regolamento 347/2013 che coinvolgono l'Italia

Tali strategie Comunitarie per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche sono atte principalmente a:

- disporre le regole per individuare i Progetti di Interesse Comune (*Project of Common Interest - PCI*);
- intervenire sui procedimenti autorizzativi per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune;
- definire i criteri per la ripartizione dei costi degli investimenti con impatti transfrontalieri;
- predisporre misure e incentivi a copertura dei rischi per i progetti di interesse comune;
- determinare l'ammissibilità dei PCI all'assistenza finanziaria dell'Unione, attraverso contributi per studi e lavori, anche utilizzando gli strumenti finanziari previsti dal nuovo programma "per collegare l'Europa" (*Connecting Europe Facility - CEF*¹³).

¹³ Il programma CEF è oggetto del [Regolamento \(UE\) n. 1301/2013](#) in vigore dal 1 gennaio 2014 e stanziava un budget di 5,85 Mld€ per supportare lo sviluppo delle infrastrutture energetiche trans-Europee fino al 2020.

In virtù di tale Regolamento, la Commissione Europea ha pubblicato la prima lista PCI dell'Unione nell'Ottobre 2013 (*1st PCI Union List*¹⁴). Tale Lista è oggetto di aggiornamento e rivisitazione con cadenza biennale, come descritto dall'Art. 4 del Regolamento stesso.

La prima *Union List* ha individuato per il settore elettrico complessivamente 66 PCI, promossi sia da TSO degli Stati Membri, sia da promotori terzi operanti nel sistema di trasmissione dell'energia, ed includono progetti per la trasmissione¹⁵ e progetti per lo stoccaggio (cfr. Figura 4).

E' utile, inoltre, ricordare come i 17 progetti proposti da Terna e selezionati durante il primo processo PCI, conclusosi nell'Ottobre 2013, e le relative informazioni siano coerenti con quanto definito nel PdS 2012 e siano riferiti all'ultimo piano di sviluppo Europeo disponibile al momento della redazione della proposta, il TYNDP 2012.

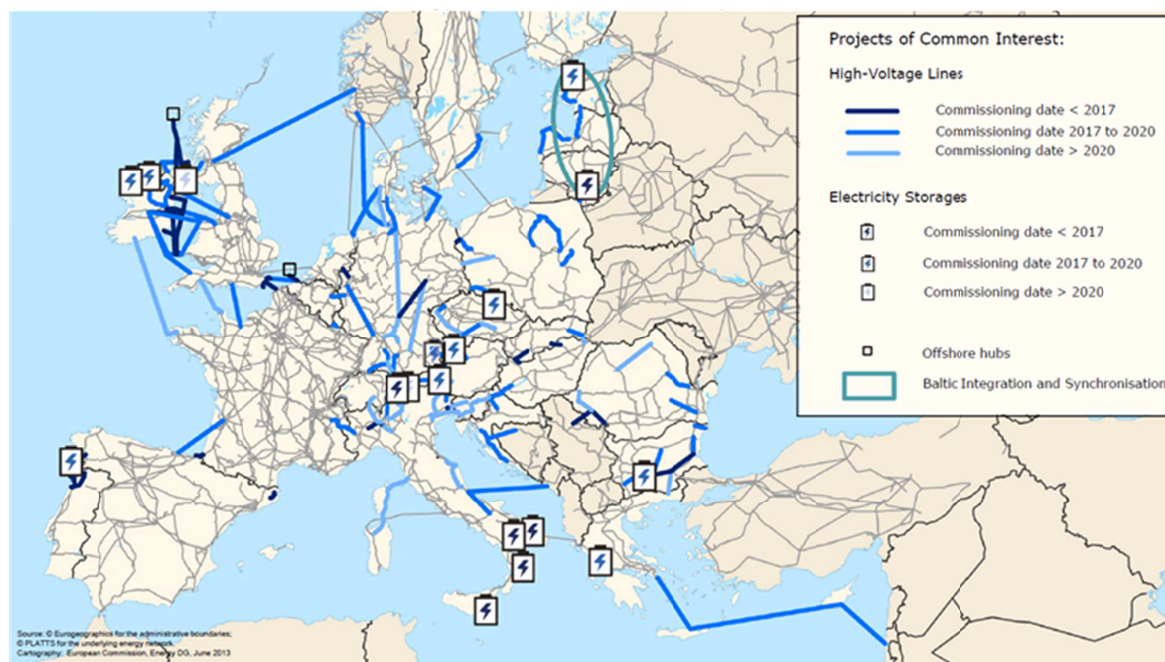


Figura 4 - Progetti di interesse Comune nel settore elettrico identificati dalla Prima Lista Comunitaria

Affinché i progetti inclusi nella prima *Union List* possano essere candidati anche per l'inclusione nella seconda *Union List*, essi devono essere contenuti insieme alla propria valutazione tecnico-economica nell'edizione del TYNDP 2014¹⁶ pubblicato da ENTSO-E nel Dicembre 2014¹⁷. Il secondo processo di selezione è stato avviato dalla Commissione Europea lo scorso Settembre 2014, al fine di giungere alla pubblicazione ufficiale della seconda *PCI Union List* durante l'autunno 2015.

In corrispondenza dell'avvio del secondo processo di selezione dei PCI, su richiesta della Commissione Europea ed ai sensi del Regolamento (UE) n. 347/2013, a fine 2014 Terna ha formulato le nuove proposte di progetti di sviluppo da eleggere come PCI e da includere nella prossima *Union List* da parte della Commissione Europea, così come nella tabella seguente.

¹⁴ http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci_en.htm

¹⁵ Tra i PCI del settore elettrico selezionati dalla Commissione ed inclusi nella prima *Union List*, 17 coinvolgono Terna come controparte negli investimenti di interconnessione con Francia, Austria, Svizzera, Slovenia e Montenegro, e per i rinforzi di rete AAT associati, mentre 1 coinvolge Terna in ambito Smart Grid.

¹⁶ Requisito essenziale per la valutazione dei progetti candidati ad essere PCI è che essi rientrino tra progetti di rilevanza pan-Europea inclusi nel TYNDP di ENTSO-E. La valutazione dei PCI da parte di ENTSO-E è svolta attraverso l'applicazione della metodologia *Cost-Benefit Analysis*, redatta da ENTSO-E in adempimento all' Art. 11 del Reg. (UE) 347/2013, attualmente in fase di approvazione presso la Commissione Europea (per approfondimenti cfr. Allegato 3, § 2.2).

¹⁷ [TYNDP 2014 package](#) di ENTSO-E.

Tabella 1 - Proposta Progetti di Interesse Comune di Terna

Investment Code (come nel TYNDP 2014 di ENTSO-E)	Codice Intervento (come nel PdS di Terna)	Descrizione Progetto di Interesse Comune proposto (come nel TYNDP 2014 di ENTSO-E)	Promotore(i) del Progetto di Interesse Comune proposto	Altre Parti coinvolte
21. 55	3-P	"Savoie - Piémont" Project : New 190km HVDC (VSC) interconnection FR-IT, between Piosasco and Grand'Ile substations, via underground cable and converter stations at both ends (two poles, each of them with 600MW capacity). The cables will be laid in the security gallery of the Frejus motorway tunnel and also along the existing motorways' right-of way.	Terna (IT) / RTE (FR)	
31. 642	1-P	New interconnection project between Italy and Switzerland: "Airolo (CH) - Pallanzeno (IT) - Baggio (IT)"	Terna (IT)	Swissgrid (CH)
26. 63	204-P	Interconnection between Lienz (AT) and Veneto Region (IT): the project foresees the reconstruction of the existing 220kV-interconnection line as 380kV-line on an optimized route to minimize the environmental impact. Total length should be in the range of approx. 140km.	Terna (IT) / APG (AT)	
28. 70	401-P	Interconnection between Villanova (IT) and Lastva (ME)	Terna (IT)	
28. 621	401-P	Converter station of Villanova (IT) the new 1000MW HVDC interconnection line between Italy and Montenegro	Terna (IT)	
28. 622	401-P	Converter station in Lastva (ME) of the new 1000MW HVDC interconnection line between Italy and Montenegro	Terna (IT)	
150. 616	200-I	New HVD Interconnection Italy – Slovenia between Salgareda (IT) and Divača - Bericevo region (SI)	Terna (IT) / ELES (SI)	
29. 635	600-I	Interconnection HVDC Italy – Tunisia (submarine cable)	Terna (IT)	
Regional Investment Plan CCS (paragraph 5.2)	Avanzamento Piani precedenti PdS 2014 - paragrafo 2.4	PCI battery storage systems in Central South Italy	Terna (IT)	

I dettagli di tale proposta e dei progetti di sviluppo di Terna candidati per l'inclusione nella prossima lista PCI della Commissione Europea, possono essere ulteriormente consultati nelle apposite pagine web disponibili nel sito istituzionale di Terna¹⁸ e della Commissione Europea¹⁹.

¹⁸ [www.terna.it/Progetti di Interesse Comune](http://www.terna.it/Progetti%20di%20Interesse%20Comune)

¹⁹ [ec.europa.eu/energy/List of proposed PCIs for electricity - Consultation Document](http://ec.europa.eu/energy/List%20of%20proposed%20PCIs%20for%20electricity%20-%20Consultation%20Document)

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

In linea con il quadro 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-E²⁰ è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di:

- garantire l'aumento dell'utilizzo di FER in base agli obiettivi energetici e ambientali Comunitari definiti dal programma "EU2020" e dalla "Roadmap 2050";
- promuovere e supportare la creazione di un mercato interno dell'energia (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 decennale di Sviluppo della rete europea *non vincolante*, al fine di programmare gli investimenti e tenere sotto controllo gli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione in modo da identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere.

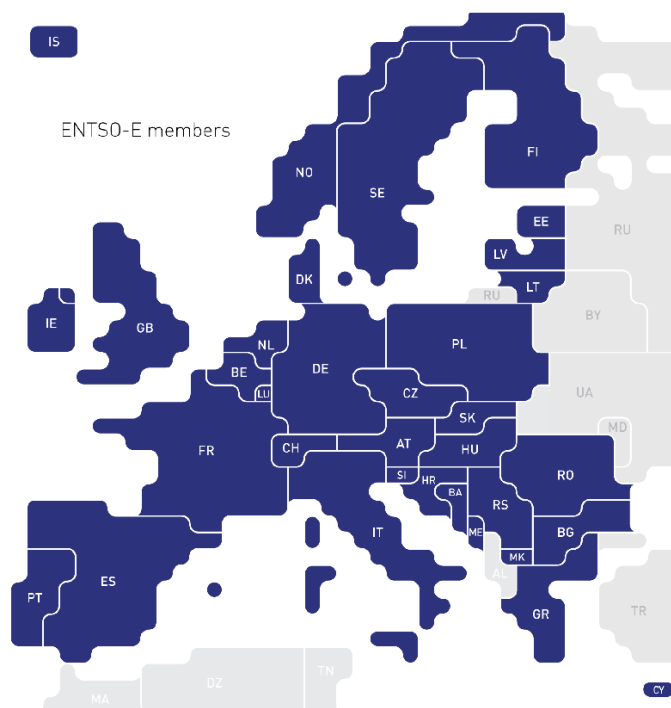


Figura 5 - Paesi Europei membri ENTSO - E

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

²⁰ L'ENTSO-E ha anche il compito di elaborare codici di rete e supportare la definizione delle regole di mercato, con particolare riferimento a:

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

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 comune, come definito dal Regolamento (UE) n. 347/2013.

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.

La definizione del TYNDP è un processo in continua evoluzione che ha avuto inizio nel 2010. Ogni edizione del TYNDP è caratterizzata da un'evoluzione sia in termini di processo, sia in termini di contenuti. Rispetto al TYNDP 2014 in particolare i miglioramenti si sono basati sul coinvolgimento continuo degli stakeholder di settore durante la preparazione della TYNDP 2014 e osservazioni e gli input ricevuti dalla Commissione Europea e dall'ACER a valle della precedente edizione. Tali input hanno portato alla definizione del documento strutturato TYNDP 2014 che incorpora notevoli miglioramenti, come la costruzione e l'esplorazione degli scenari di lunghissimo periodo (oltre 10 anni), le metodologie di calcolo e valutazione dei progetti di sviluppo più affinate e risultati arricchiti di maggiori informazioni.

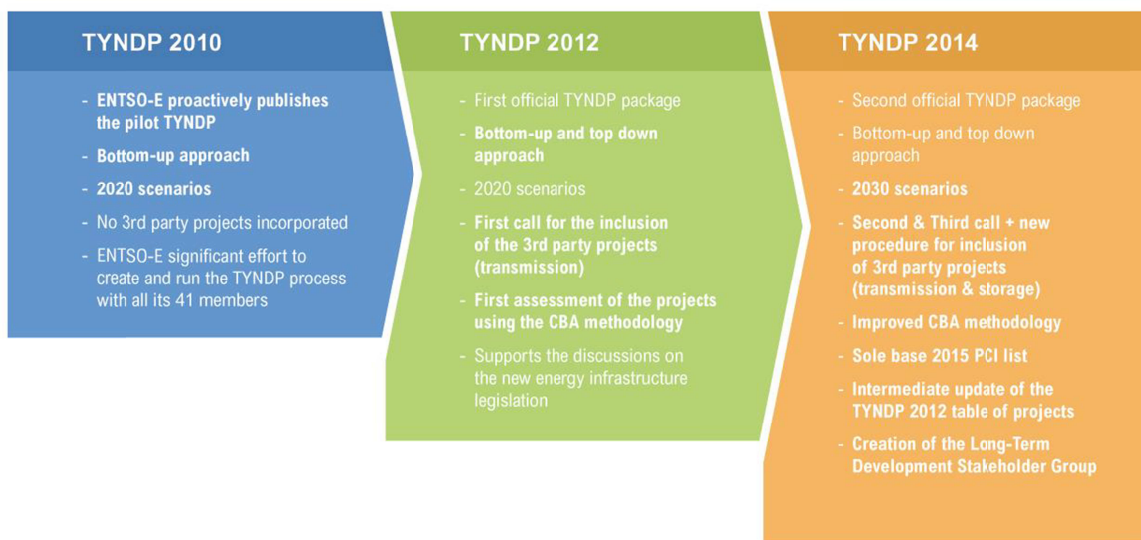


Figura 6 - Evoluzione del piano di sviluppo europeo nel tempo

In particolare le nuove caratteristiche del TYNDP 2014 sono principalmente le seguenti:

- esplorazione di un orizzonte temporale di lunghissimo periodo che va oltre l'orizzonte di piano di 10 anni (2030);
- utilizzo di quattro "Visions" estreme all'anno 2030, che includono caratteristiche e informazioni richieste dagli stakeholder di settore durante la consultazione pubblica di ENTSO-E sugli scenari, avvenuta durante il 2013;
- nuove regole di *clustering* per definire i progetti di rilevanza pan-Europea, maggiormente orientate a considerare l'interdipendenza e la complementarità di ciascun elemento di investimento (*investment item*) rispetto al beneficio complessivo del progetto;
- valutazione e quantificazione numerica dei benefici associati a ciascun progetto pan-Europeo secondo la metodologia CBA consultata da ENTSO-E nel 2013, contenente un affinamento delle modalità di calcolo degli indicatori per valutare la sicurezza della fornitura, l'integrazione delle fonti rinnovabili, il benessere socio-economico, la resilienza, la flessibilità e la robustezza del sistema, anche attraverso indicatori sociali ed ambientali;
- valutazione sintetica dei target della capacità di interconnessione di riferimento di ciascun paese nei diversi scenari;

- maggiore coinvolgimento e partecipazione degli stakeholder interessati nel processo di definizione del TYNDP, in particolare per i promotori terzi di progetti di trasmissione e stoccaggio da includere nel documento.

L'edizione 2014 del TYNDP di ENTSO-E è stata pubblicata a fine Dicembre 2014 e, come per l'edizione 2012, *il Package* si compone oltre che da un documento principale e da 6 Piani di Investimento Regionali (RglP), anche dal citato documento *SO&AF 2014 - 2030*²¹.

Nel complesso, il TYNDP 2014 presenta una visione più organica e strutturata della pianificazione del sistema elettrico, riuscendo ad unire i problemi della trasmissione elettrica a quelli relativi alla resilienza del sistema ed alla protezione dell'ambiente e resilienza. ENTSO-E ha cercato di migliorare gli strumenti utilizzati per gli studi ed i processi per velocizzare e potenziare la raccolta dei dati, la taratura dei modelli analizzati, le verifiche di coerenza e l'unione dei risultati delle analisi pan-Europee e regionali. La qualità della modellizzazione del mercato integrato e della rete del perimetro Europeo si basa sulla acquisizione di tutte le caratteristiche specifiche di ogni sistema di trasmissione locale in Europa, di una descrizione dettagliata della rete, e della conseguente capacità di controllarla ed intercettando opportunamente i numerosi parametri di incertezza.

Il processo è stato sviluppato con il contributo di tutti gruppi regionali e gruppi di lavoro coinvolti nel TYNDP, garantendo anche parità di trattamento per i progetti dei TSO e progetti dei promotori terzi.

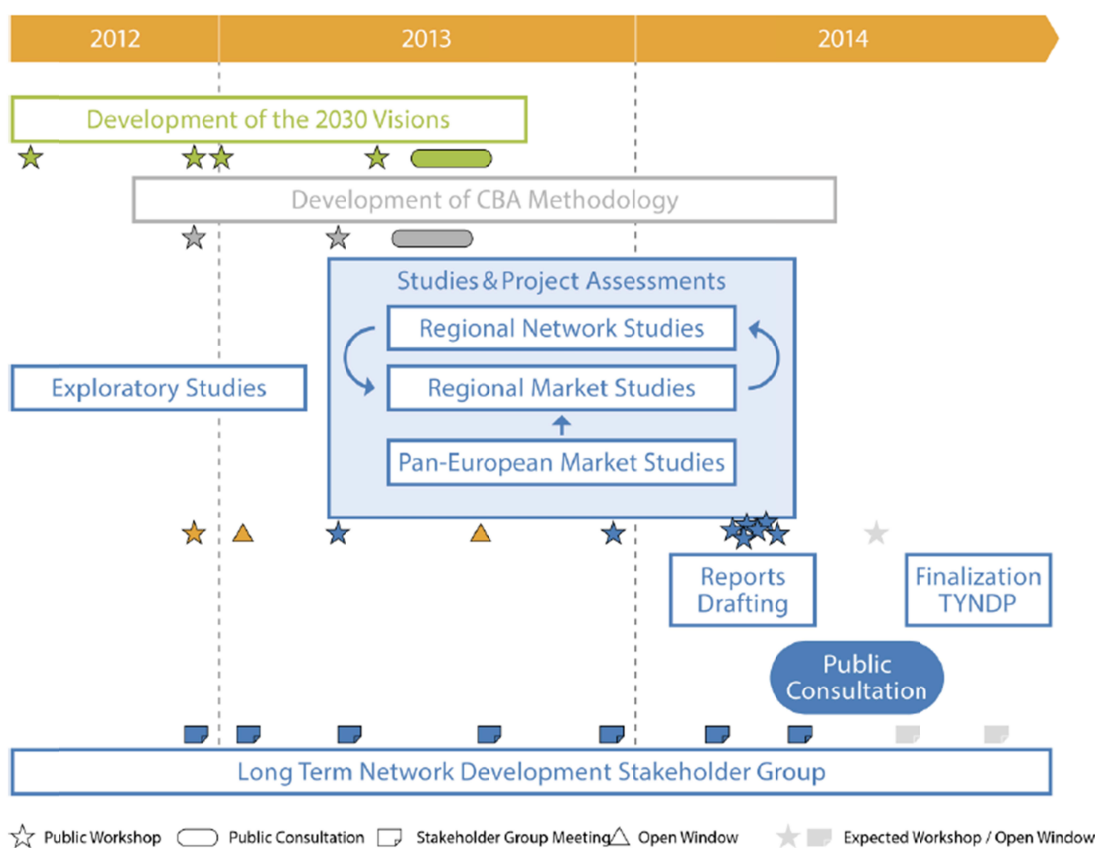


Figura 7 - Overview del processo di definizione del TYNDP 2014 di ENTSO-E

Analizzando il processo che ha portato alla definizione del TYNDP 2014 (Figura 7), è necessario partire dalle considerazioni fatte per la costruzione degli scenari in cui si sono svolte le analisi di rete e di mercato basate su una vasta esplorazione dell'orizzonte 2030. Il 2030 è utilizzato come ponte tra gli obiettivi energetici Europei fissati per il 2020 e il 2050. Questa scelta è stata fatta in

²¹ [Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030 \(SO&AF\)](#)

base al feedback ricevuto dagli stakeholder che hanno preferito un ampio margine di scenari contrastanti nel lungo periodo, invece di un numero limitato e un orizzonte intermedio al 2020.

Lo sviluppo della rete di trasmissione è basato principalmente sull'evoluzione prevista della domanda e della generazione di energia elettrica. ENTSO-E pertanto ha elaborato il proprio piano di sviluppo considerando le previsioni pubblicate annualmente nel rapporto *Scenario Outlook e Adequacy Forecast - SO&AF*. Il documento *SO&AF 2014-2030* analizza l'adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione in tre diversi scenari di riferimento.

Nel processo del TYNDP 2014 sono stati introdotti anche studi di mercato pan-Europei al fine di migliorare la costruzione di scenari e la valutazione dei progetti di sviluppo stessi. Questi studi, condotti congiuntamente da un gruppo di esperti provenienti dai TSO coinvolti nei gruppi regionali di ENTSO-E, sono stati impostati allo scopo di definire i parametri e set di dati necessari per eseguire la simulazione di mercato sulla base dei quattro 2030 Visions sviluppati e di offrire le condizioni al contorno per gli studi di mercato, necessari ad assicurare un quadro coerente e armonizzato per la valutazione dei progetti con la metodologia CBA.

Basandosi sul quadro di riferimento stabilito dagli studi di mercato pan-Europei, ogni gruppo regionale ha intrapreso in dettaglio gli studi di mercato e di rete regionali, al fine di esplorare ogni Vision ed eseguire la valutazione CBA dei progetti del TYNDP 2014. In particolare, gli studi di mercato hanno fornito i flussi di potenza e hanno individuato i casi particolari da investigare ulteriormente mediante studi di rete, individuando anche gli aspetti economici della valutazione CBA. Gli studi di rete sono stati eseguiti considerando la topologia completa del sistema elettrico europeo al fine di analizzare esattamente come la rete gestisce i vari casi di dispacciamento della generazione individuati nella fase precedente, individuando la parte tecnica della valutazione CBA.

Le informazioni dei progetti pan-Europei previsti nel medio e lungo termine analizzati negli studi di rete e di mercato ed i relativi risultati associati correlati della valutazione tecnico-economica, sono dati risultanti dal TYNDP 2014 e prevedono al 2030 la realizzazione di circa 100 progetti di rilevanza pan-europea attraverso la realizzazione o il potenziamento di oltre 50.000 km di linee, di cui l'80% finalizzate all'integrazione delle fonti rinnovabili nella Vision 4 (56% nella Vision 1), per un programma di investimenti totali che varia da 110 Mld€ a 150 Mld€, di cui circa il 6% in capo a Terna.

Tra i progetti presenti nel TYNDP 2014 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 per promuovere l'integrazione dei sistemi elettrici nel Mediterraneo.

Med-TSO è composta da 19 TSO membri, in rappresentanza di 17 Paesi del Mediterraneo (Figura 8) la cui struttura organizzativa sta in capo ad un comitato direttivo mentre l'operatività ed il coordinamento delle attività sono gestite da un segretariato centrale.

Nel 2013 Med-TSO, su incarico della Commissione Europea, ha realizzato il primo Master Plan delle Interconnessioni Mediterranee²², comprendente anche i rinforzi interni di rete necessari

²² 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

all'utilizzazione delle interconnessioni. L'attività è stata svolta nell'ambito del Comitato Tecnico Planning di Med TSO. Si tratta del primo passo verso una pianificazione coordinata degli sviluppi di rete a livello regionale, ossia del primo passo concreto verso l'integrazione dei sistemi elettrici del Mediterraneo.

Proprio l'integrazione dei sistemi elettrici Euro-Mediterranei è l'obiettivo dell'accordo di cooperazione fra Med-TSO, MedReg e la Commissione Europea, firmato a Roma il 19 novembre 2014 in occasione della Conferenza Euro Mediterranea sull'Energia.

Tale Accordo sancisce il ruolo di Med-TSO come partner istituzionale della Commissione Europea per lo sviluppo di una politica energetica Euro Mediterranea, confermato dalla decisione della Commissione di supportare, istituzionalmente e finanziariamente, il Progetto Mediterraneo di Med TSO.

In continuità con l'esperienza e i risultati conseguiti nel 2013, il Progetto Mediterraneo è un programma triennale che si articola in cinque linee di attività:

- 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).
- Scambi Internazionali di Elettricità: case studies dettagliati per sostenere la realizzazione di progetti, dimostrativi della fattibilità e della validità dei progetti di interconnessione.
- Banca 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.
- Knowledge Networking: 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.

Queste attività concretizzano un percorso di cooperazione multilaterale per:

- l'integrazione dei mercati, attraverso l'integrazione delle reti e dei sistemi elettrici mediterranei;
- la sicurezza degli approvvigionamenti, attraverso la condivisione delle risorse di generazione (impianti e fonti primarie di energia) per la copertura della domanda elettrica richiesta dai processi di sviluppo sociale ed economico a livello regionale
- la promozione degli investimenti nel settore elettrico Euro Mediterraneo, attraverso la condivisione dei costi, dei rischi e delle regole per la realizzazione di Progetti infrastrutturali di rilevanza regionale
- l'efficienza energetica, attraverso e l'ottimizzazione dell'uso delle risorse e della loro allocazione;
- lo sviluppo sostenibile, favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili nei sistemi energetici locali.

Europei e Mediterranei (dicembre 2013). Nel periodo di riferimento (2013-2022) i TSO prevedono nel Mediterraneo un aumento della capacità produttiva di 150 GW circa, di cui il 15% da fonti rinnovabili (RES), in corrispondenza ad un aumento previsto della domanda elettrica di 90 GW circa. Gli investimenti in nuova capacità produttiva, in base al mix previsto, ammontano a circa 220-250 miliardi di Euro nel decennio. 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. Il Piano (stima riferita ai Paesi non UE del perimetro Med TSO: Marocco, Algeria, Tunisia, Libia, Egitto, Giordania, Siria, Albania, Turchia), ad aggiornamento annuale scorrevole, stima per i prossimi 10 anni la realizzazione di 33.000 km di nuove linee ad altissima tensione, per 17 Mld€ di investimenti, cui vanno aggiunti circa 3 Mld€ per la realizzazione di 3.000 MW di interconnessioni lungo l'asse Nord Sud.

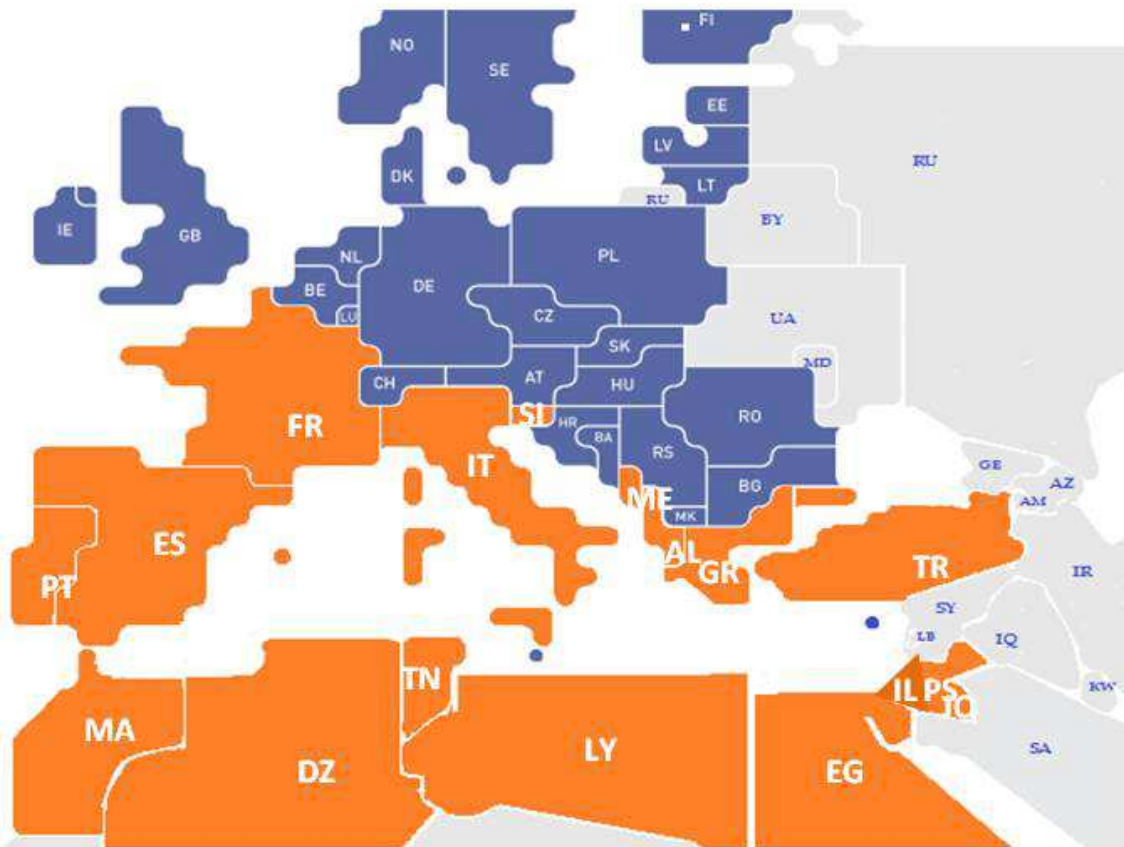


Figura 8 - Paesi membri Med-TSO: Albania, Algeria, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Libia, Marocco, Montenegro, Palestina, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia.

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 prospettive (*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 2014 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 2014 con il corrispondente periodo del 2013, si osserva che la richiesta di energia elettrica nazionale è diminuita di circa il 3%; a livello territoriale la variazione della domanda è risultata ovunque negativa (cfr. Figura 9).

Il fabbisogno di energia è stato soddisfatto per il 54% da termoelettrico, il 18% da idroelettrico, il 5% da eolico, l'8% da fotovoltaico, il 2% da geotermico e per la restante quota del 13% dal saldo con l'estero.

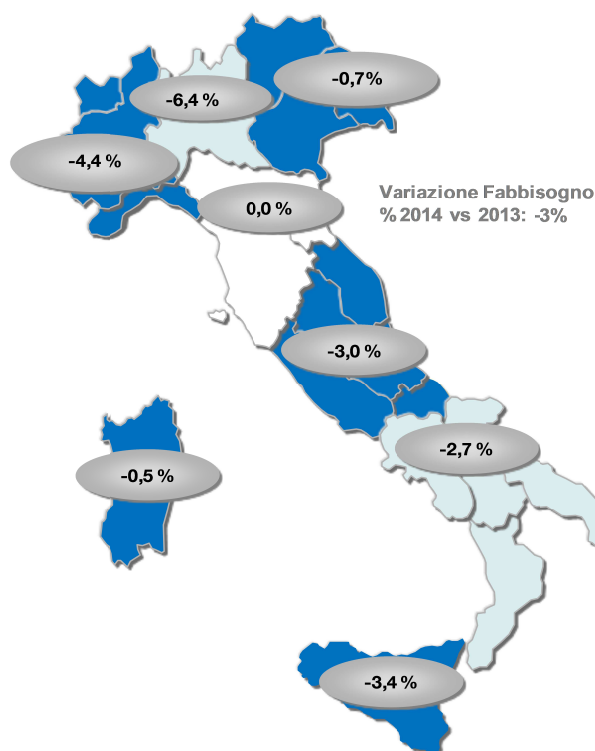


Figura 9 - Richiesta di energia elettrica per aree territoriali dati provvisori 2014

Il 2014 ha visto un ulteriore incremento della capacità installata da fonti rinnovabili (dell'ordine di circa 500 MW di fotovoltaico ed eolico), seppure con trend complessivamente più contenuti rispetto al 2013 (cfr. Figura 10).

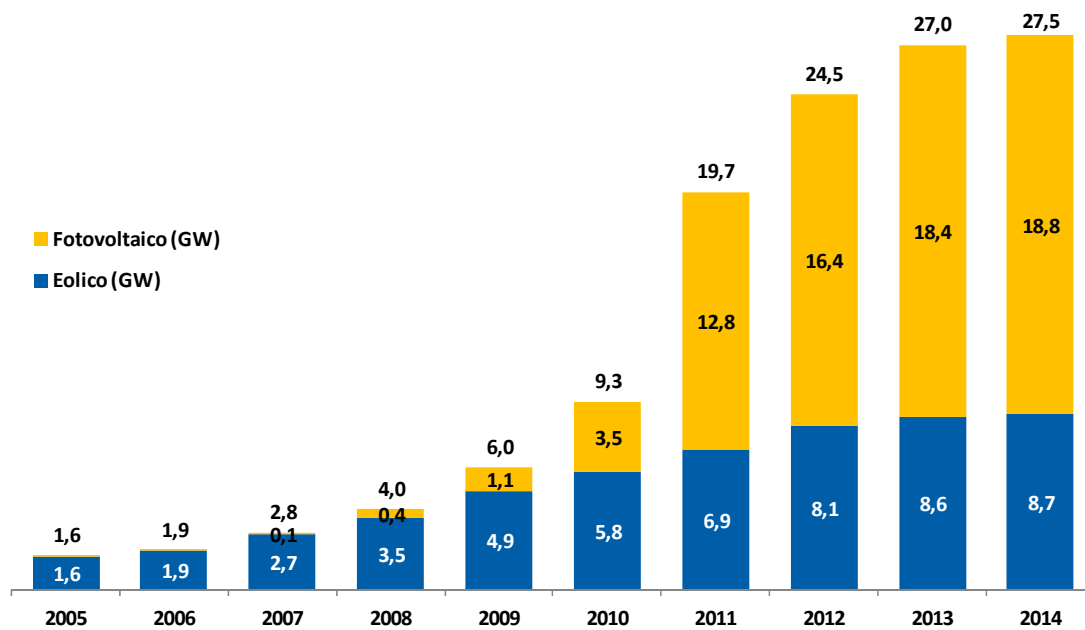


Figura 10 - Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW): dati provvisori 2014 [Fonte dati Terna]

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 degli ultimi anni, 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 2014²³, 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, delle Marche, della Lombardia, del Piemonte e del Friuli). Tale fenomeno, già riscontrato negli ultimi anni, è stato 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 2014 la sempre maggiore diffusione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili ha fatto rilevare, 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.

²³ Dati 2014 provvisori (totale progressivo a Novembre).

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.

È 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 delle Delibere AEEGSI 84/12 e 243/13, al fine di garantire la sicurezza del sistema, si riscontrano risultati positivi nel retro-fitting della generazione distribuita: nel 2014 risultano, infatti, adeguati ai campi di funzionamento di frequenza e tensione circa il 93% degli impianti connessi in MT con potenza superiore a 50 kW e di circa l'88% degli impianti connessi in MT con potenza inferiore a 50 kW e in BT con potenza superiore a 20 kW.

Per quanto riguarda il comportamento dei mercati, i valori del PUN registrati nel 2014 sono stati generalmente inferiori rispetto a quelli del 2013 e del 2012, 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 stati sostanzialmente allineati, permanendo invece un prezzo zonale significativamente più elevato in Sicilia.

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

Infine, per quanto attiene gli scambi con l'estero, si è confermata la 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 2015.

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 2020²⁴:

- 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.

²⁴ Fonte dati: "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile" - Marzo 2013.

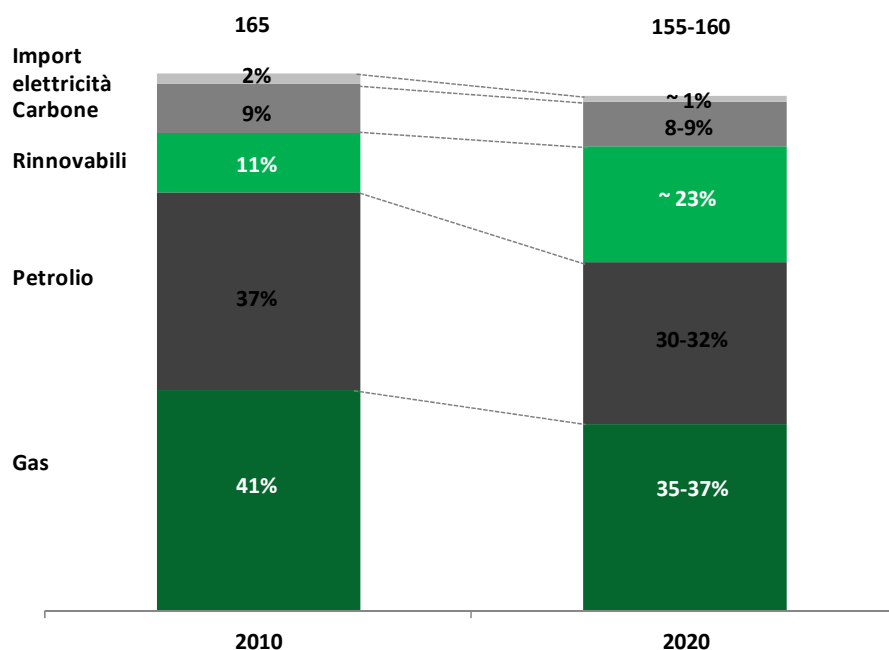


Figura 11 - Evoluzione consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep, %)

Come mostrato in Figura 11, 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 12).

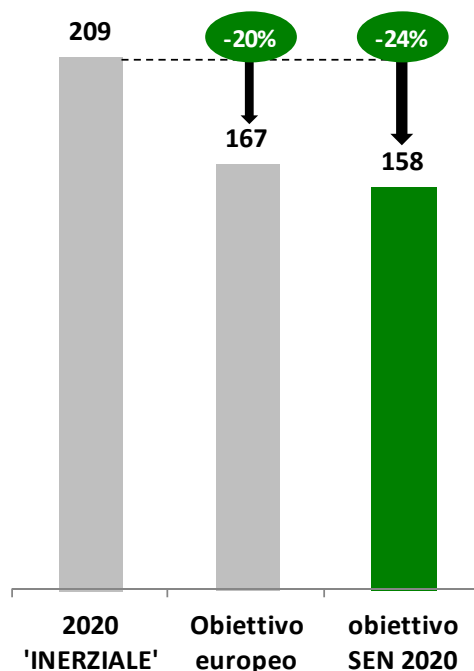


Figura 12 - Efficienza energetica: Consumi primari energetici (Mtep)

Per quanto riguarda il mix produttivo (cfr. Figura 13), 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.

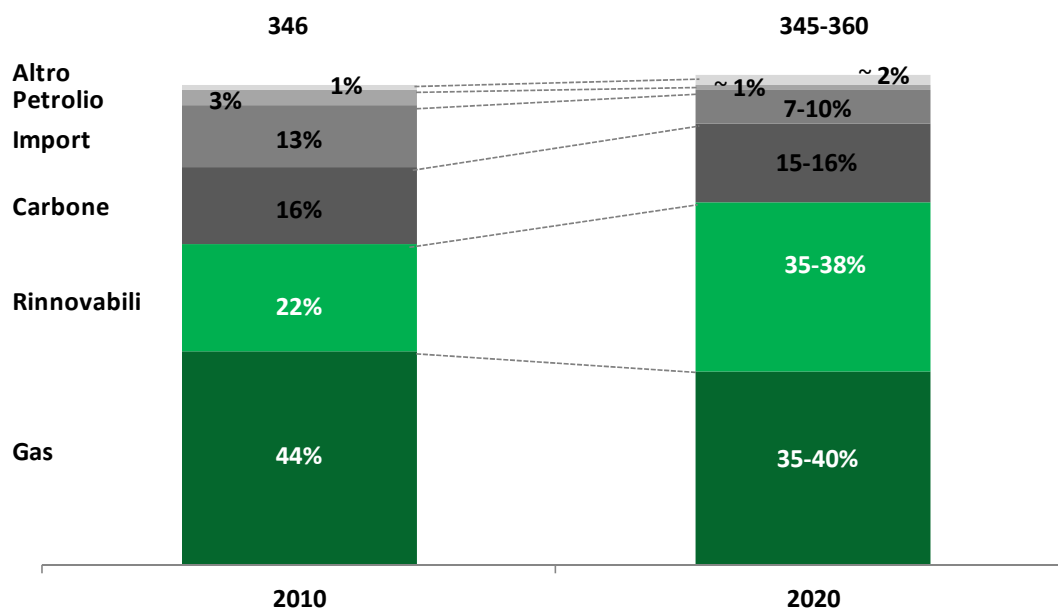


Figura 13 - Evoluzione del mix dei consumi elettrici (TWh, %)

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

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 14), diventando la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas.

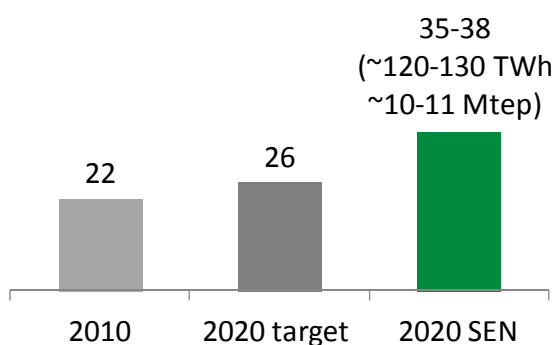


Figura 14 - Rinnovabili: incidenza sui consumi finali lordi % nel settore elettrico

Sulla base di un contesto normativo (decreti ministeriali del 5²⁵ 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

²⁵ Il Decreto del 5 Luglio 2012 si è esaurito il 6 Luglio 2013, così come previsto dalla delibera AEEGSI n. 250/13.

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 15).

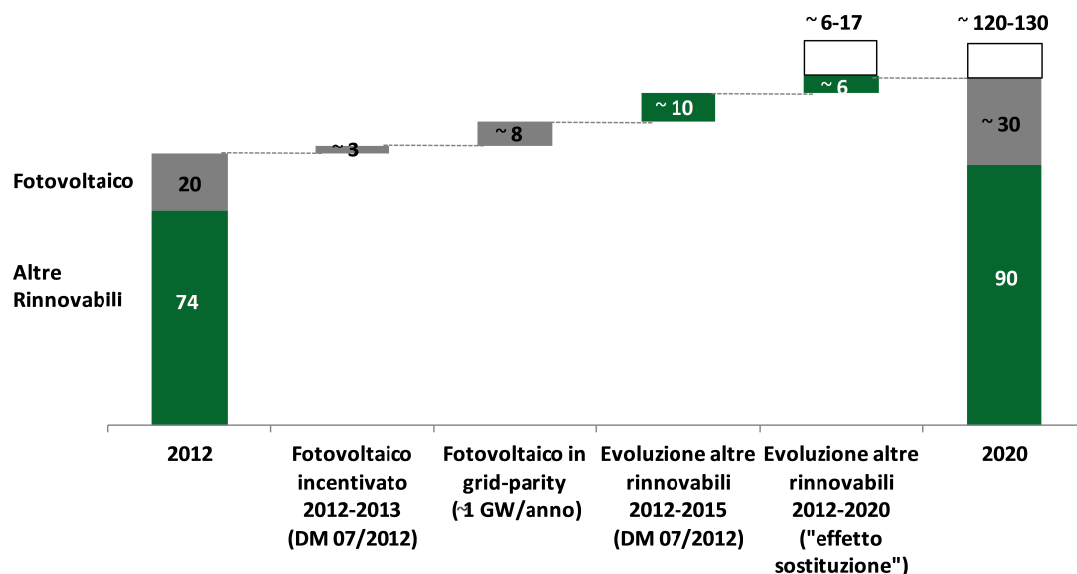


Figura 15 - Evoluzione attesa della produzione da fonti rinnovabili elettriche (TWh)

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 16, 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.

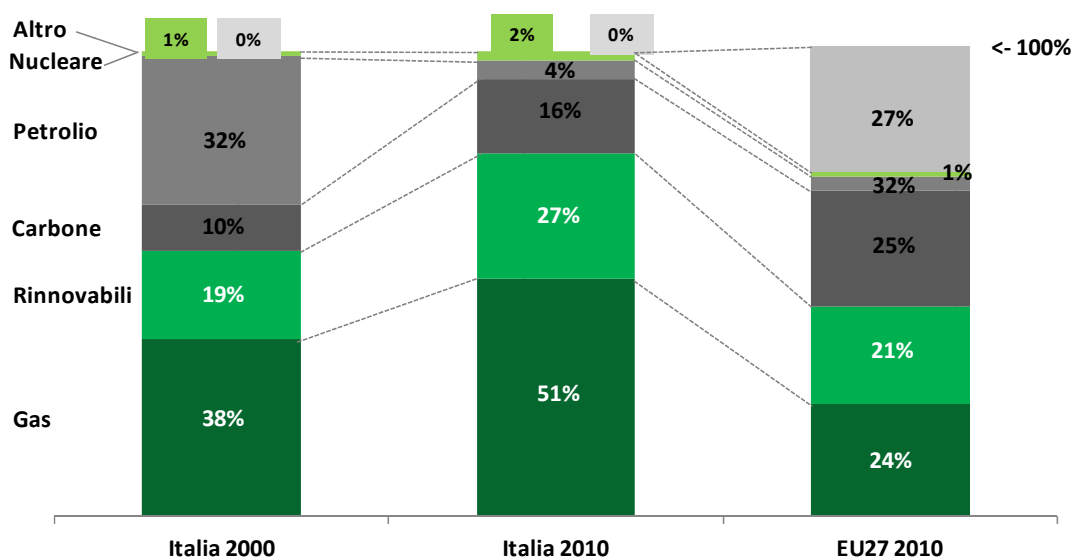


Figura 16 - Mix generazione elettrica lorda per fonte, %

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.

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 2015, 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-E²⁶ 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 17), all'interno dei quali cadrà lo scenario effettivo previsto per l'anno 2030.

²⁶ ENTSO-E: Guidelines for constructing 2030 vision 1&3 and additional parameters to help construct 2030 vision 2&4.

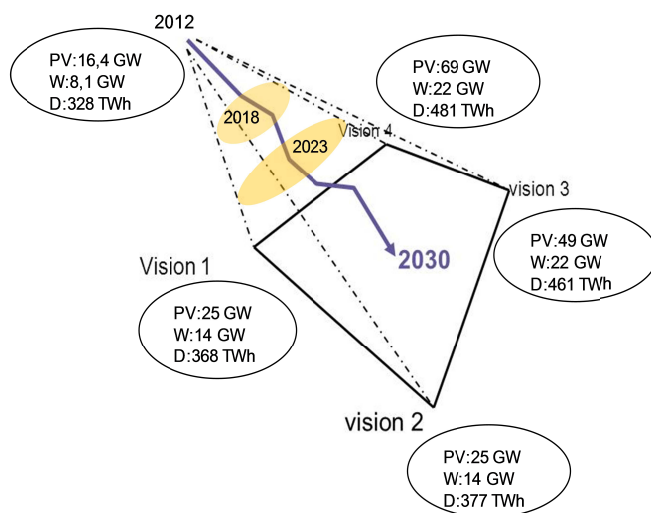


Figura 17 - Vision ENTSO-E – Capacità fotovoltaica, eolica e fabbisogno in energia in Italia.

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 (come schematizzato in Figura 18) si riportano le principali caratteristiche delle Vision:

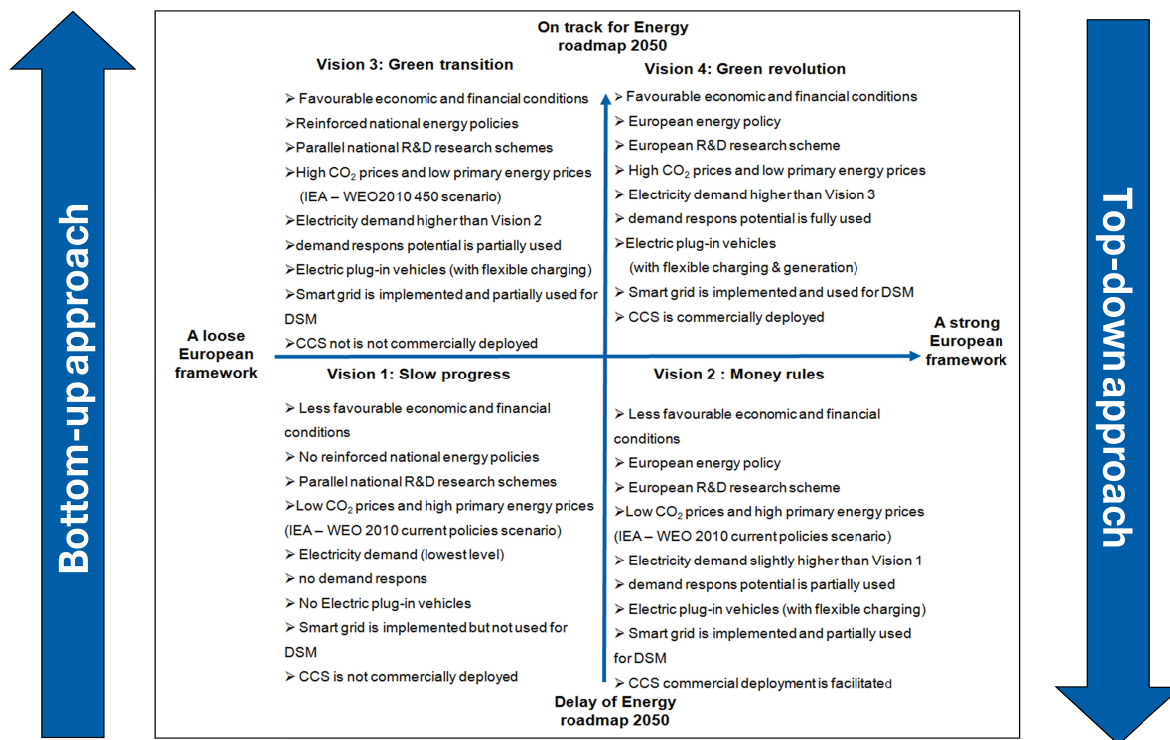


Figura 18 - Principali parametri delle quattro vision Entso-E

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

il 2020 al fine di favorire lo sviluppo di nuove FER. Per l'Italia, la *Vision 1* è caratterizzata da una domanda di energia pari a 368 TWh e da una potenza installata di fotovoltaico ed eolico pari rispettivamente a 25 e 14 GW.

- *Vision 2 – Money Rules*: il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati, ma è in ritardo nel raggiungere gli obiettivi *Roadmap 2050*, essendo presenti condizioni economico-finanziarie che non sostengono le attuali politiche energetiche. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della *Vision 1*, grazie all'introduzione di nuovi usi dell'energia (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica) e al miglioramento dell'efficienza energetica. La mancanza di risorse economiche porta la generazione ad essere dipendente dal carbone anche per l'assenza di politiche che sostengano dopo il 2020 lo sviluppo delle FER; tuttavia, la forte integrazione europea sostiene lo sviluppo degli impianti con tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*). Tale scenario vede per l'Italia una domanda di 377 TWh ed un installato di fotovoltaico ed eolico pari a quello della *Vision 1*.
- *Vision 3 – Green Transition*: il sistema, pur essendo caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati, presenta uno scenario economico che permette di essere al 2030 sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi *Roadmap 2050*, essendo presenti condizioni economiche e finanziarie che sostengono le attuali politiche energetiche. La richiesta di energia è caratterizzata da un alto ritmo di crescita grazie agli sviluppi nell'efficienza energetica e nell'utilizzo dell'energia nel campo dei trasporti (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica). Grazie alla politica energetica volta al raggiungimento degli obiettivi della *Roadmap 2050*, le unità a gas sono preferite a quelle a carbone per la copertura del carico di base. Per l'Italia tale scenario è caratterizzato da una domanda di energia pari a 461 TWh e da una potenza installata di fotovoltaico e 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 19) i cui risultati, riportati nel TYNDP 2014, evidenziano come la *Vision 4*, caratterizzata da una penetrazione delle RES pari al 60% ed una riduzione delle emissioni di CO₂ pari al 78%, 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.

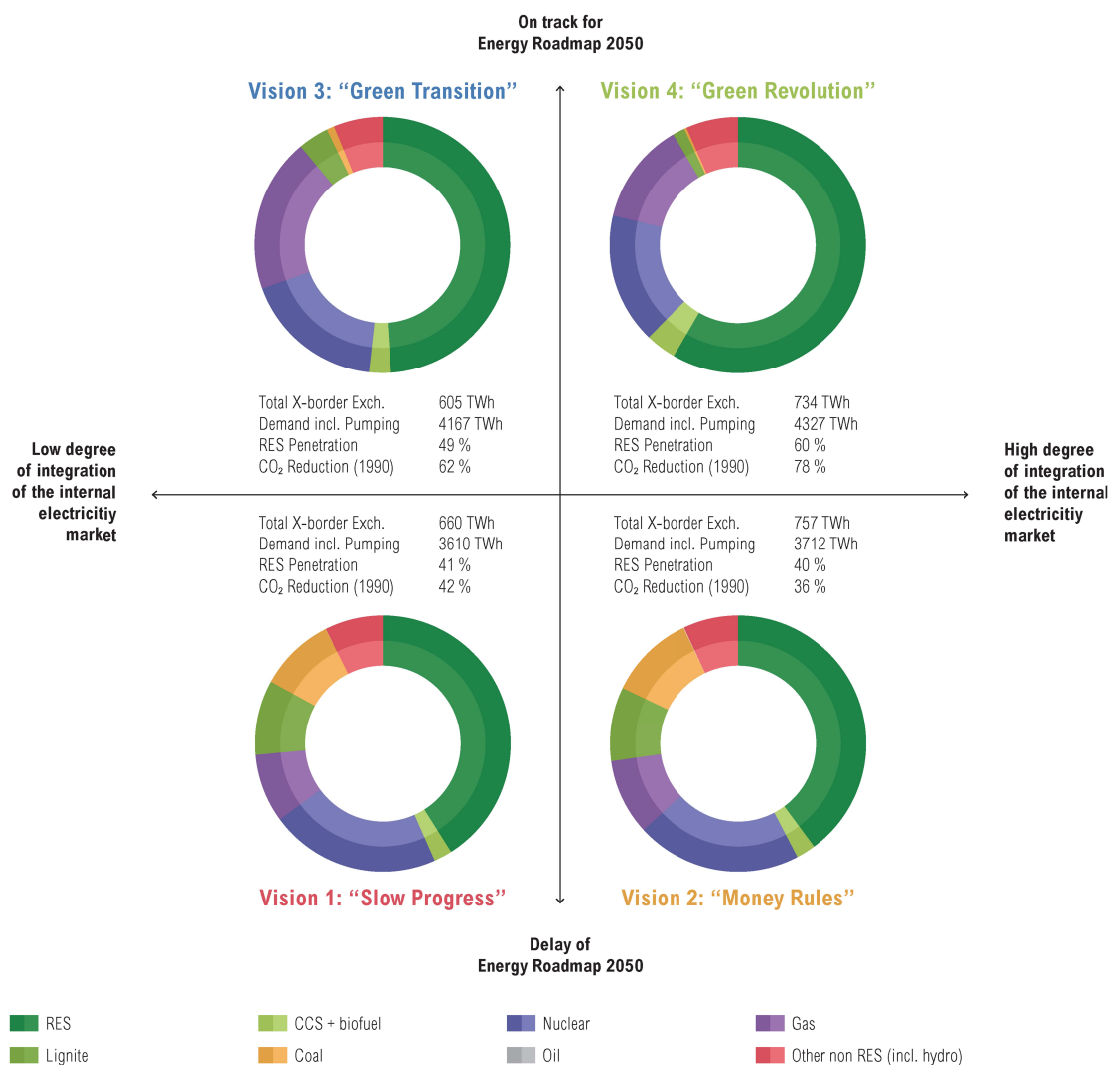


Figura 19 - Risultati simulazioni paneuropee di mercato su tutte le Vision di ENTSO-E

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 energia²⁷;
- evoluzione della potenza elettrica²⁷;
- 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 attraverso l'utilizzo dello scenario più critico tra quelli assunti a riferimento, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio.

²⁷ 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.

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 2024 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 di energia elettrica registrata nel 2014 conferma lo stato di incertezza sul recupero dei livelli di domanda del 2007-2008 precedenti la crisi²⁸.

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 elettrica²⁹.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione, adottando, in considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica in Europa e nel Paese, una particolare cautela nel prevedere l'andamento dell'intensità elettrica italiana in particolare nello scenario base, individuandolo anche come scenario ove si intende valorizzato al massimo grado il potenziale di efficienza energetica.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- "scenario di sviluppo", in cui si ipotizza, per il periodo 2013-2024, una sostanziale stabilità dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, storico sui valori attuali;
- "scenario base", sviluppato su una ipotesi di una attuazione molto incisiva degli obiettivi di risparmio energetico, corrispondente ad una intensità elettrica in flessione con un tasso medio di variazione per anno pari a -1,5%.

Nello scenario economico di lungo termine si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2013-2024, di una crescita media annua del PIL del +1%³⁰, valore leggermente superiore a quello considerato nel precedente piano, ma con una diversa ripartizione della crescita (+0,9% nel periodo 2013-2019 e +1,2% nel periodo 2019-2024).

In Figura 20 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica nei due scenari di sviluppo e base. Si distinguono – posto uguale a 1,0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1990 – i consuntivi fino al 2013 e le previsioni fino al 2024.

²⁸ Nel 2014 la domanda di energia elettrica ha registrato a parità di calendario e temperatura una flessione del 2,1% rispetto al 2013. Non considerando l'effetto congiunto del calendario (due giorni lavorativi in meno) e della temperatura (inverno più mite ed estate più fresca), la richiesta di 309,0 miliardi di kilowattora del 2014 corrisponde ad un calo del 3%. (dati provvisori Terna dicembre 2014)

²⁹ 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.

³⁰ Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2014 – www.prometeia.it.

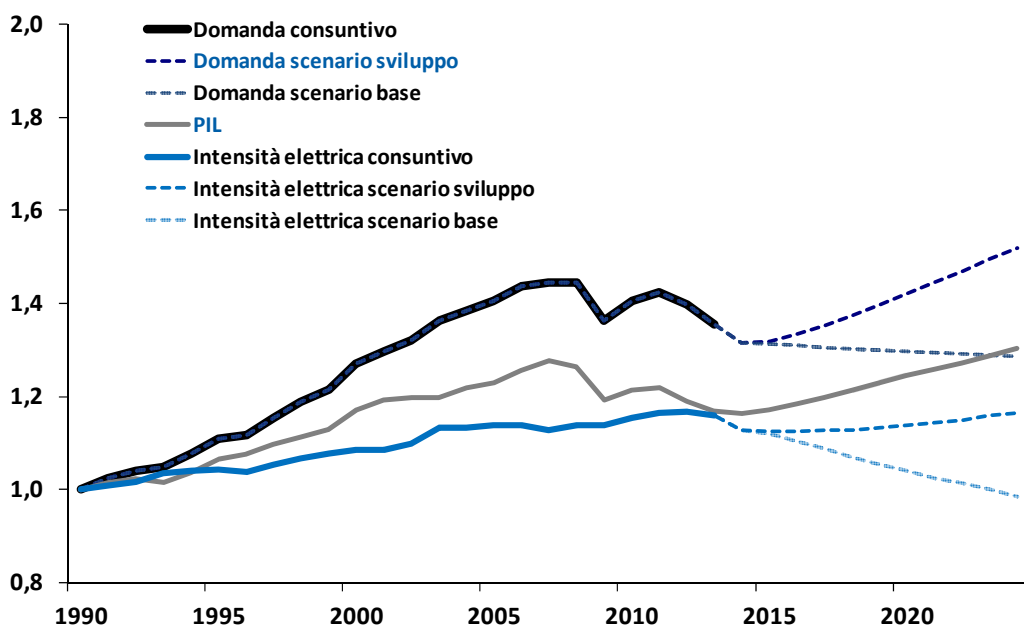


Figura 20 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica

Per quanto attiene lo scenario di sviluppo, nel periodo 2013-2024 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1%, corrispondente a 357 TWh nel 2024.

Nel 2019, anno intermedio al periodo 2013 – 2024, si ipotizza sempre nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a circa 328,5 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo nel semiperiodo 2013-2019 pari a +0,5%. Nel secondo semiperiodo, anni 2019-2024, il tasso di crescita sarà pari a +1,7 % per anno (cfr. Figura 21).

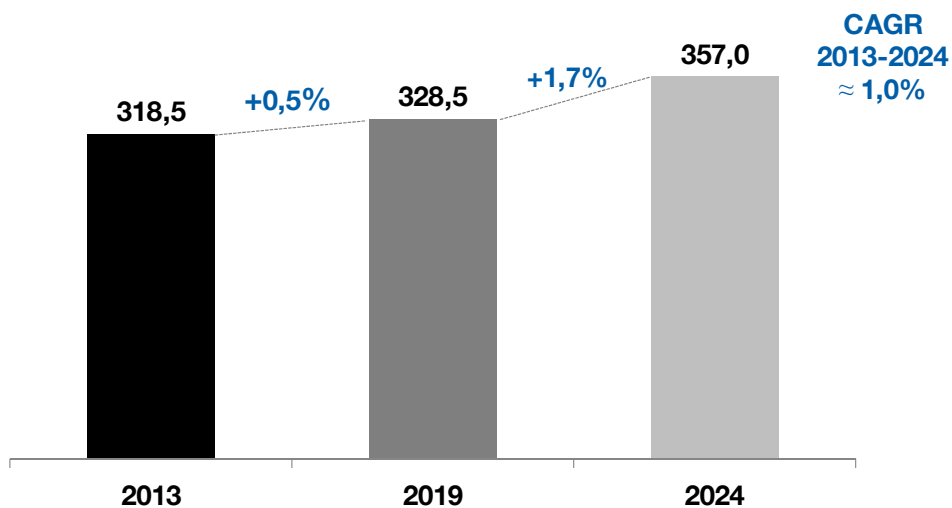


Figura 21 - Scenario di Sviluppo (TWh)

Per quanto riguarda invece lo scenario base, nel periodo 2013-2024 si stima complessivamente una riduzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del -0,5%, corrispondente a 302,4 TWh nel 2024.

Nel 2019, si ipotizza sempre nello scenario base una domanda elettrica pari a circa 305,7 TWh, con un tasso medio annuo nel semiperiodo 2013-2019 pari a -0,7%. Nel secondo semiperiodo, anni 2019-2024, il tasso di crescita sarà pari a -0,2 % per anno (cfr. Figura 22).

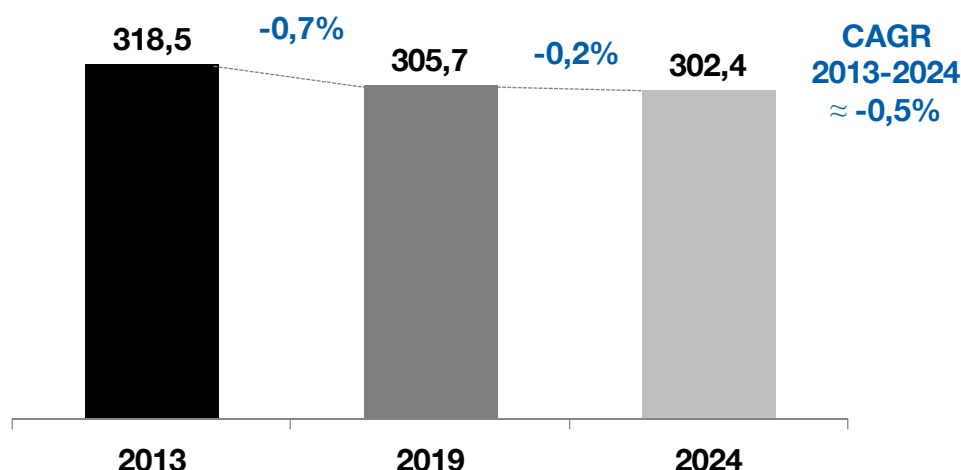


Figura 22 - Scenario Base (TWh)

Si evidenzia che lo scenario di sviluppo viene adottato 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. Tale scenario è, infatti 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 utilizzato al momento lo scenario base, 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.

Pertanto, la definizione delle esigenze e il dimensionamento delle soluzioni di intervento avviene attraverso l'utilizzo dello scenario più critico tra quelli assunti a riferimento, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio.

Si evidenzia infine che gli scenari previsionali di domanda presi a riferimento sono più conservativi rispetto a quelli identificati dalla SEN che individua un range di 345-360 TWh per il 2020, discostandosi da questi per circa il 10%.

Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 23 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel ventennio dal 1990 al 2014. Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata in periodo invernale³¹. Dal 2006, si è verificata un'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. Tale tendenza, pur essendo in atto, non è definitivamente consolidata, ad esempio nel 2013 lo scarto tra punta massima estiva e minima invernale risulta di circa 1.800MW.

Anche per l'anno 2014, il picco estivo, pari a 51.550 MW, è stato raggiunto, infatti, il giorno 12 giugno 2014, valore inferiore del -1% rispetto al massimo di giugno 2013; tale valore, se non verrà superato nei prossimi mesi invernali (novembre 2014 - marzo 2015), costituirà il picco dell'anno 2014.

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.

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

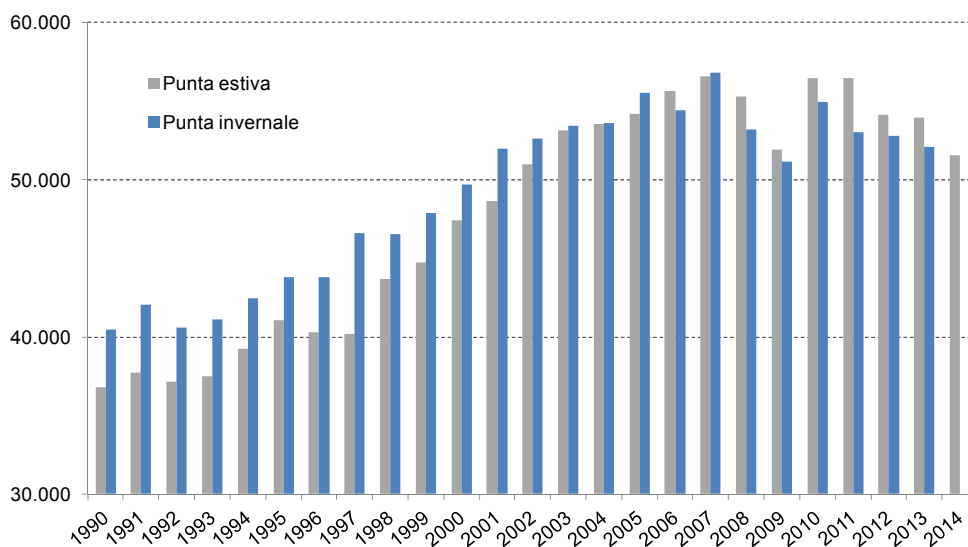


Figura 23 - Carico massimo sulla rete italiana- 1990-2014 (MW)

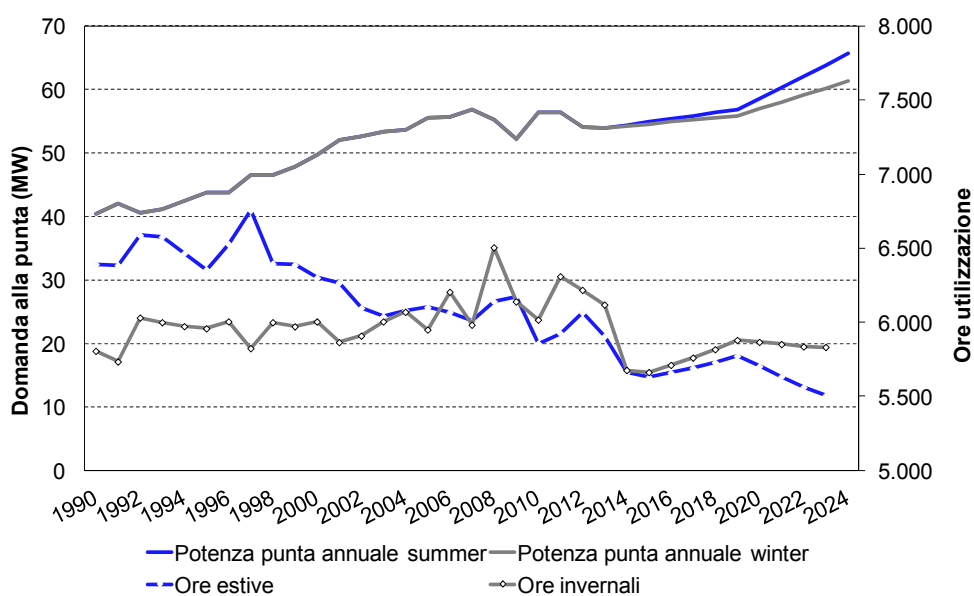


Figura 24 - Consumativi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

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 24) 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. Nel 2013, infine, si è avuta una flessione delle ore di utilizzazione della potenza invernale ed estiva.

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 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 2024 un'utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.430 h/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 66 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 12 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2013 (cfr. Tabella 2). Nella stessa tabella è riportata anche l'ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 61 GW, che è invece correlata all'ipotesi di inverno medio.

Nella successiva Tabella 3 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 24 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2013 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 2 - Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo

Anno	Potenza
2013	53.942 MW
2020 ipotesi bassa/alta	57/59 GW
2024 ipotesi bassa/alta	61/66 GW

Tabella 3 - Previsione della domanda in potenza: scenario base

Anno	Potenza
2013	53.942 MW
2020 ipotesi bassa/alta	53/55 GW
2024 ipotesi bassa/alta	51/55 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 2011 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, di cui circa il 43% è localizzato al Sud.

A partire dal 2009, le ore di utilizzazione del parco termoelettrico si sono ridotte per la diminuzione della domanda a seguito della crisi economica e per l'aumento della quota di mercato delle fonti rinnovabili non programmabili, la cui capacità è cresciuta negli ultimi anni. Tali fenomeni, unitamente all'invecchiamento del parco produttivo, hanno portato numerosi operatori a valutare scelte industriali che prevedono la dismissione degli impianti più obsoleti e fuori mercato.

Pertanto, ai fini della valutazione dell'evoluzione del parco termoelettrico, è di particolare interesse anche la ricognizione delle dismissioni degli impianti. In particolare in Figura 25 è riportato il dettaglio dal 2012 al 2014 della potenza termoelettrica non disponibile per categoria (dismissioni, dismissioni in attesa di autorizzazione, indisponibilità per vincoli autorizzativi e messa in conservazione), per un totale di circa 14 GW.

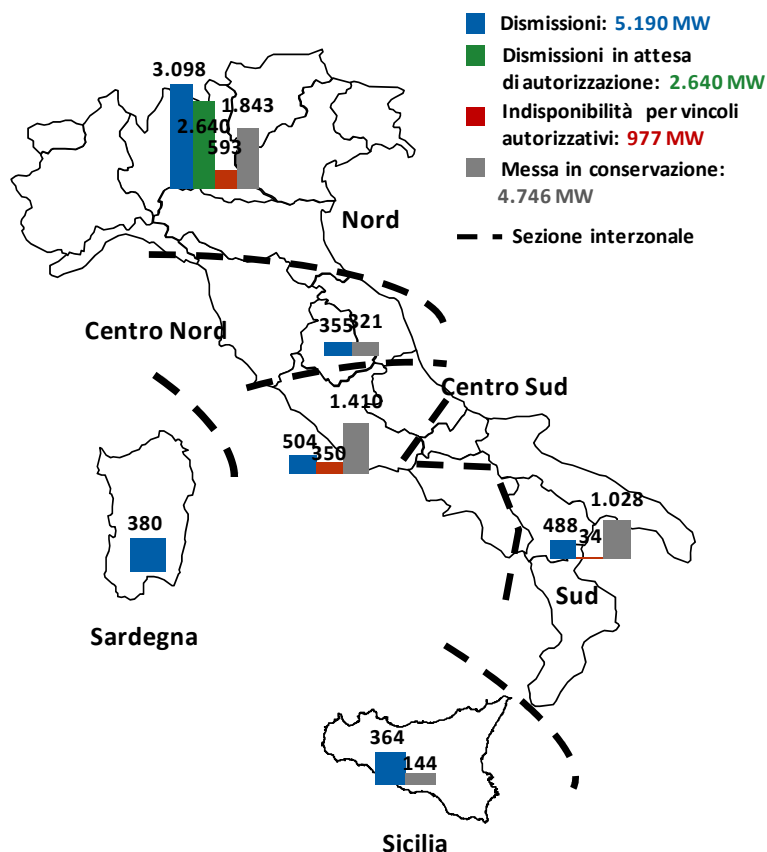


Figura 25 - Dismissioni, indisponibilità e messa in conservazione impianti termoelettrici 2012-2014 (MW)

Considerando i dati sopra riportati, l'attuale capacità termoelettrica installata e complessivamente disponibile è dell'ordine di circa 60 GW³².

Prendendo a riferimento la consistenza attuale, appena descritta, ai fini di una corretta pianificazione, è necessario considerare anche i dati relativi alle future installazioni, così come le future indisponibilità.

Ad oggi gli impianti autorizzati localizzati in Liguria, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per circa 3.600 MW, per i quali tuttavia non si prevedono allo stato attuale entrate in servizio nell'orizzonte di piano. Pertanto, tali impianti non sono stati considerati negli scenari previsionali di generazione alla base del presente piano. Si rappresenta, tuttavia, che tali progetti continueranno ad essere monitorati, al fine di verificare l'eventuale evoluzione delle iniziative in oggetto e l'opportunità di includerle negli scenari dei prossimi piani di sviluppo.

³² Dati provvisori Terna; dai circa 68 GW di potenza disponibile a fine dicembre 2014, sono stati sottratti circa 8,5 GW relativi agli impianti in attesa di dismissione, indisponibili per vincoli autorizzativi e in conservazione;

Per quanto riguarda, invece, le dismissioni future, nel breve-medio termine è prevista l'indisponibilità di ulteriori impianti per una potenza complessiva di circa 4 GW in Liguria, Toscana, Lazio, Calabria, Sicilia e Sardegna, come riportato in Figura 26. Pertanto, tali impianti non sono stati inclusi negli scenari previsionali alla base delle analisi di mercato e di adeguatezza del presente piano.

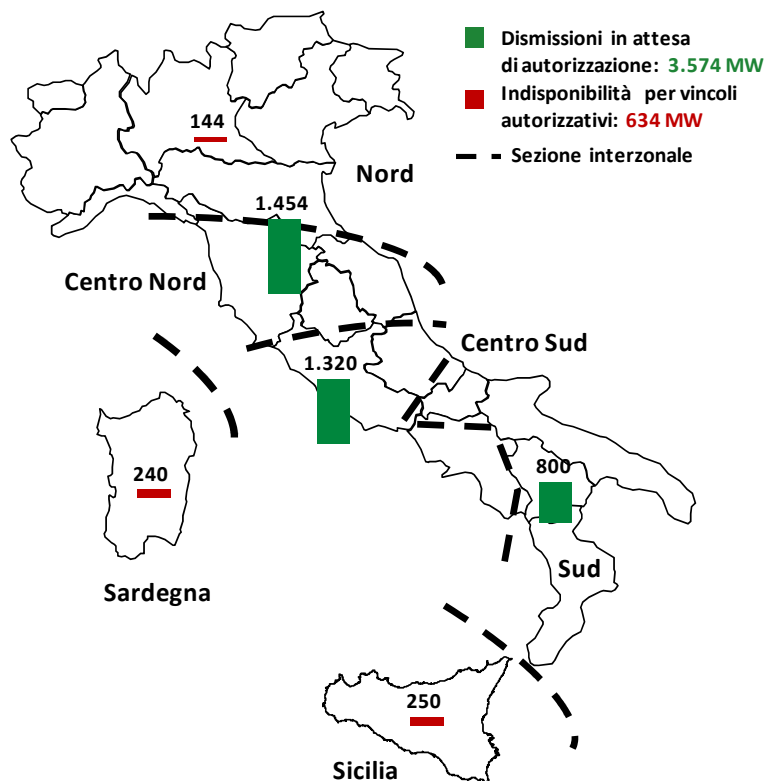


Figura 26 – Dismissioni e indisponibilità impianti termoelettrici nel breve-medio termine (MW)

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 27 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 28 è riportata la mappa dell'irradiazione totale annua come riferimento della distribuzione territoriale della fonte primaria per gli impianti fotovoltaici.

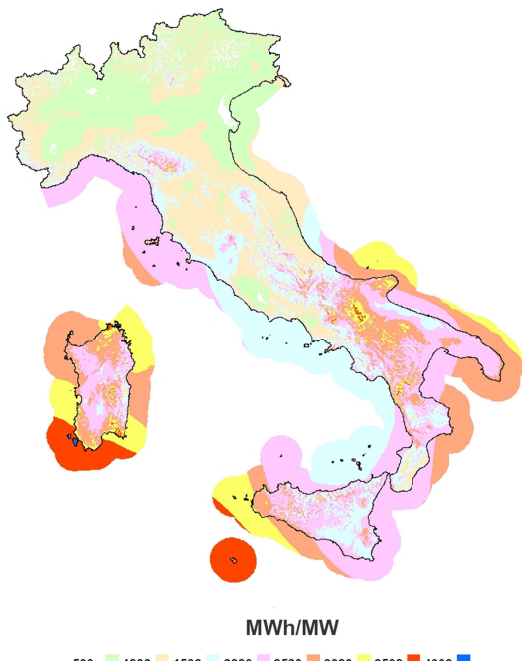


Figura 27 – Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

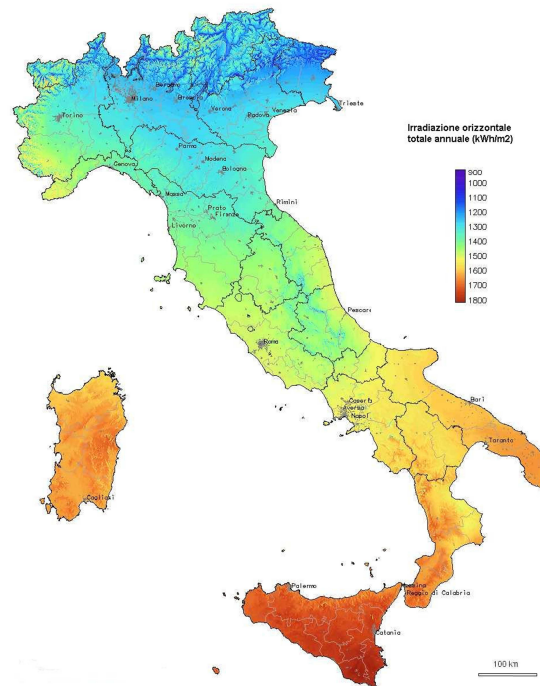


Figura 28 – Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

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 delle altre fonti rinnovabili 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 del quadro normativo in tema di sistemi efficienti di utenza (SEU). 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 della condizione di *grid parity* sarebbe possibile per le installazioni di taglia più piccola (<20 KW). Ciò ha portato ad una previsione di installato fotovoltaico nel breve-medio termine pari a circa 23 GW e un valore pari a circa 30 GW nel lungo termine.

Per quanto riguarda lo scenario di crescita della produzione eolica, sempre partendo dalla potenza installata attuale, 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. 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 (2012, 2013 e 2014), si è ottenuto una previsione di installato eolico nel breve-medio termine pari a circa 13 GW. Per quanto riguarda, invece, le previsioni di lungo termine il trend di crescita previsto determina una capacità installata pari a circa 16 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 4.

Tabella 4 - Sintesi previsioni di medio e lungo termine

Potenza cumulata [MW]	Breve-Medio Termine	Lungo Termine
Fotovoltaico	23.500	29.780
Eolico	12.700	15.650
Di cui Off-shore	490	650
Totale	36.200	45.430

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 21 GW, che corrisponde a circa il 59% della capacità totale prevista a livello nazionale.

Nella Figura 29 e nella Figura 30 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2014³³ nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

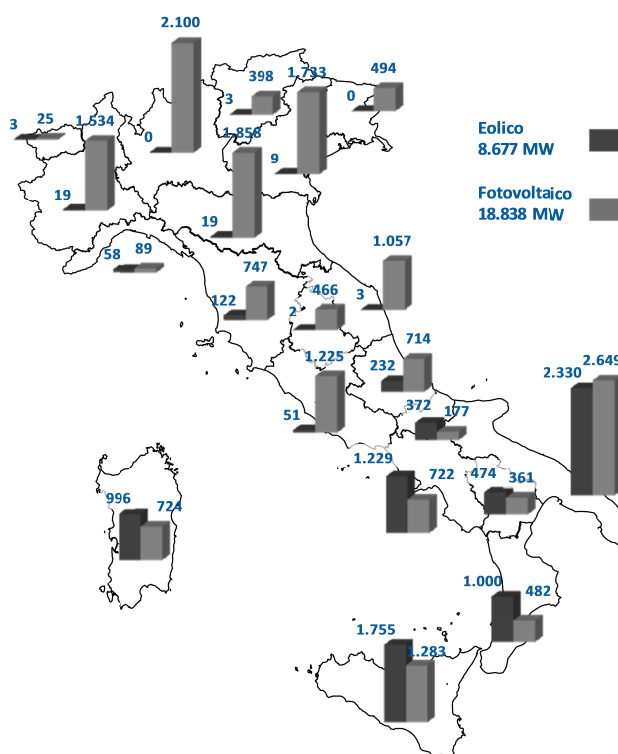


Figura 29- Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2014

³³ Dati provvisori aggiornati a dicembre 2014.

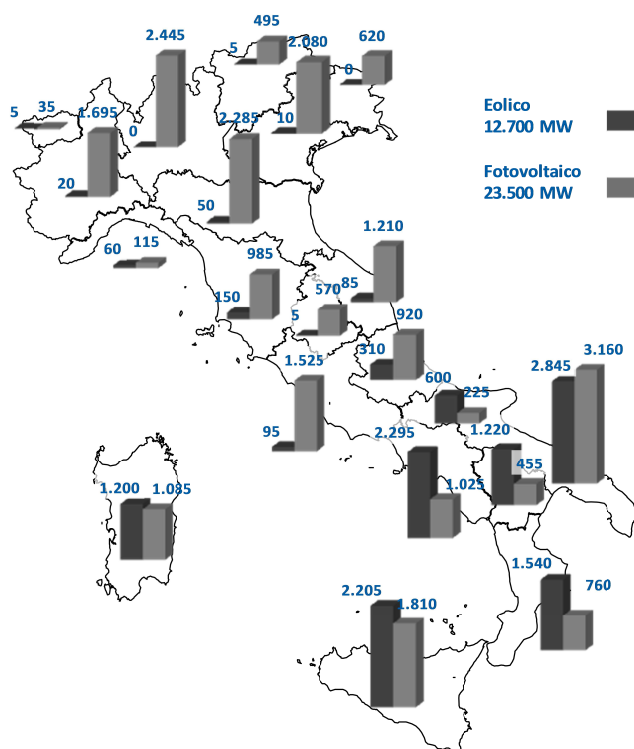


Figura 30- Previsione al breve-medio termine di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica

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 2 GW rispetto ai 4 GW di potenza installata nel 2013. Per la fonte idroelettrica, invece, si prevede sempre nello scenario di breve-medio termine un incremento di potenza installata di circa 0,5 GW rispetto al valore installato del 2013 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 1,7 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 5.

Tabella 5 - Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020

TWh	SEN	Stime Terna
PV	30	30
Biomasse	90	25
Idrico		37
Eolico		25
Geotermico		6
Totale	120	123

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 macro-economico. 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 2014-2030*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 2014-2020:

- *Scenario B* - best estimate, basato sulle stime dei TSO;
- *Scenario A* – conservativo deriva dallo Scenario B, tenendo in considerazione soltanto gli sviluppi della capacità di generazione che sono certi;
- *Scenario EU 2020* - basato sui Piani d'Azione Nazionali Europei (NREAPs);

e relativamente all'anno orizzonte 2030 (*Vision 1-4*).

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 31.

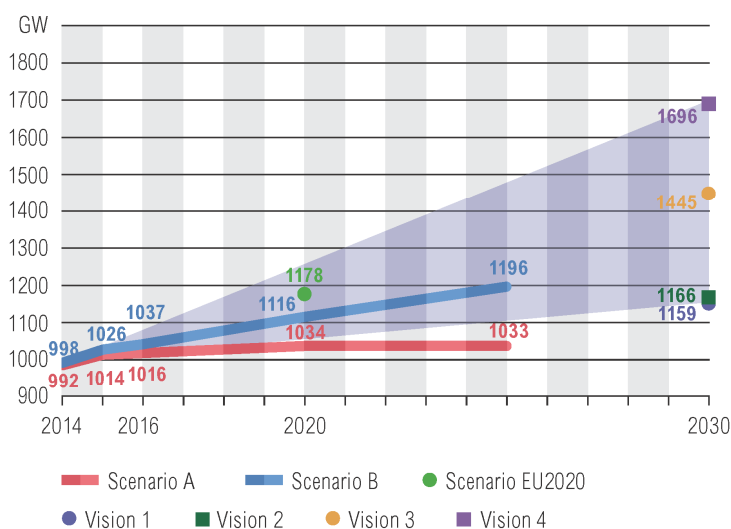


Figura 31 - Sviluppo NGC (tutti gli scenari: January 7 pm³⁵)

La generazione da fonte rinnovabile partecipa con una quota sempre crescente alla capacità complessiva, arrivando a occupare nel 2020 un valore vicino al 47% nello *Scenario EU2020*, mentre questo valore dovrebbe salire fino al 50% nelle Vision 1 e 2, superare il 58% nella Vision 3 e assestarsi al 62% nella Vision 4. La capacità di generazione da impianti a combustibili fossili invece è in decrescita rispetto alle RES, come illustrato in Figura 32.

³⁴ www.entsoe.eu

³⁵ Fonte ENTSO E SO&AF 2014-2030.

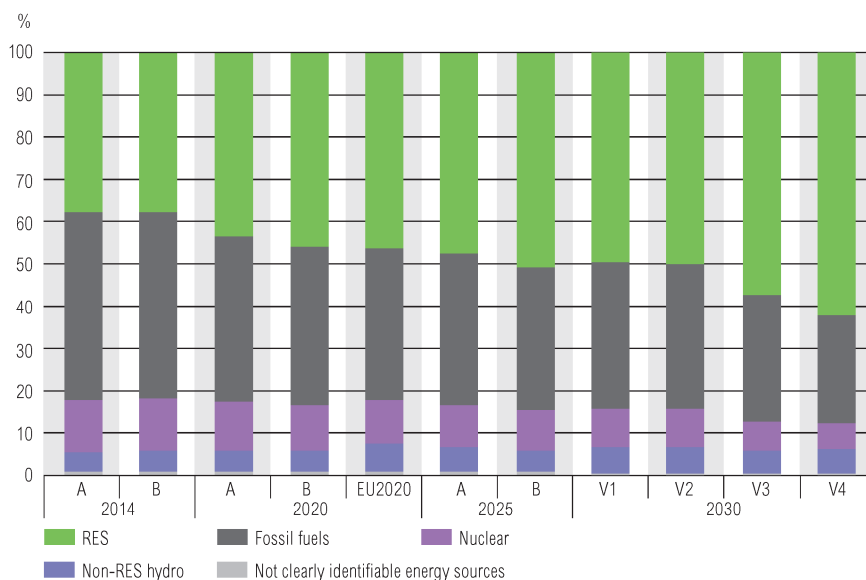


Figura 32 - Ripartizione NGC per fonte (tutti gli scenari: January 7 pm)³⁵

In particolare, per quanto riguarda lo scenario B, in Figura 33 è riportato il dettaglio della previsione di NGC suddivisa per fonte dal 2014 al 2025.

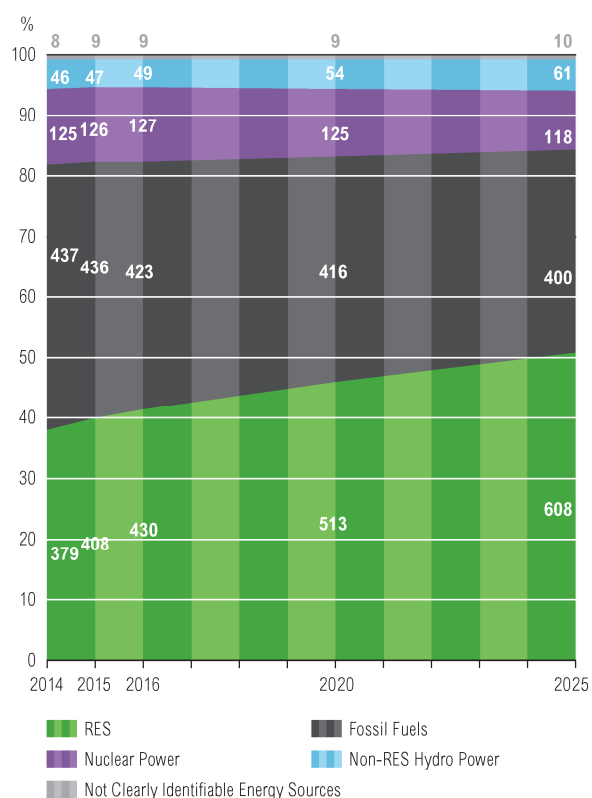


Figura 33 - Ripartizione NGC per fonte; Scenario B; January pm³⁵

Nelle figure successive è riportato l'andamento in potenza del carico in tutti gli scenari analizzati.

Negli scenari A, B e EU2020 si prevede uno sviluppo dei consumi molto basso negli anni 2014-2016, mentre negli anni successivi si prevede uno sviluppo maggiore e regolare, con un incremento del carico di circa 20 GW (invernale) e 30 GW (estivo). Per quanto riguarda invece gli scenari di lungo termine si suppone che i valori previsti per le Vision 1, 2 e 4 si discostino sensibilmente dal trend individuato dagli scenari precedenti al 2020 mentre si suppone una crescita del carico nella Vision 3 sostanzialmente allineata al trend delle precedenti previsioni,

raggiungendo un incremento di oltre 110 GW (inverno) dal 2014 al 2030 (l'incremento si riduce sensibilmente a 80 GW negli scenari estivi).

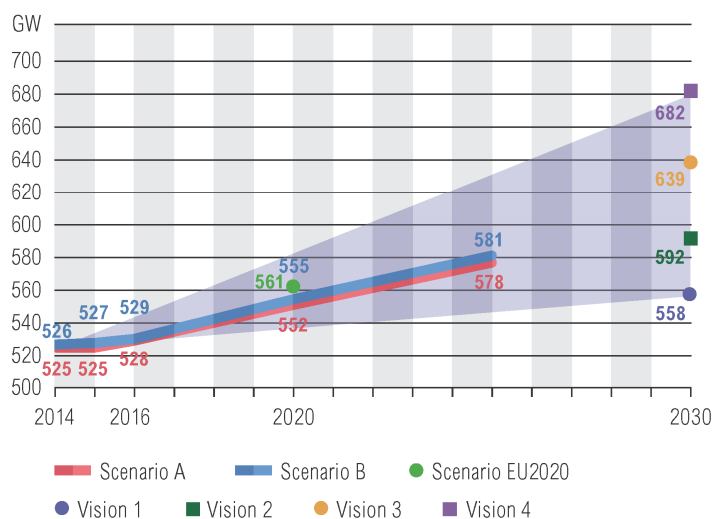


Figura 34 - Previsioni di carico per tutti gli scenari in Gennaio³⁵

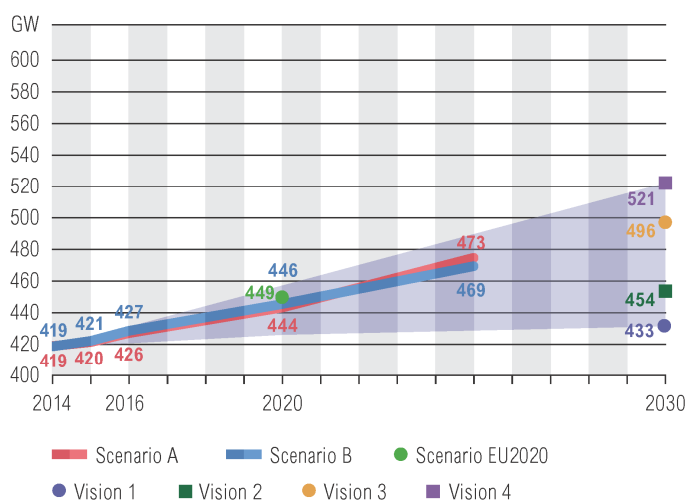


Figura 35 - Previsioni di carico per tutti gli scenari in Luglio³⁵

Per quanto riguarda l'evoluzione potenziale degli scambi di energia con l'Italia, si fa riferimento ai dati riportati nel *Regional Investment Plan 2014 Continental Central South* di ENTSO-E, che riportano la capacità di generazione installata, valori di produzione e domanda annua nella Regione³⁶.

Nelle *Vision 1* e *2*, (Figura 36 e Figura 37) si evidenzia come l'Italia sia il principale Paese importatore di energia, la Francia un paese decisamente esportatore, mentre la Germania, l'Austria la Svizzera e la Slovenia mostrano un sostanziale bilancio tra produzione da generazione interna e domanda.

³⁶ La regione Continental Central South comprende Italia, Francia, Germania, Austria, Svizzera e Slovenia.

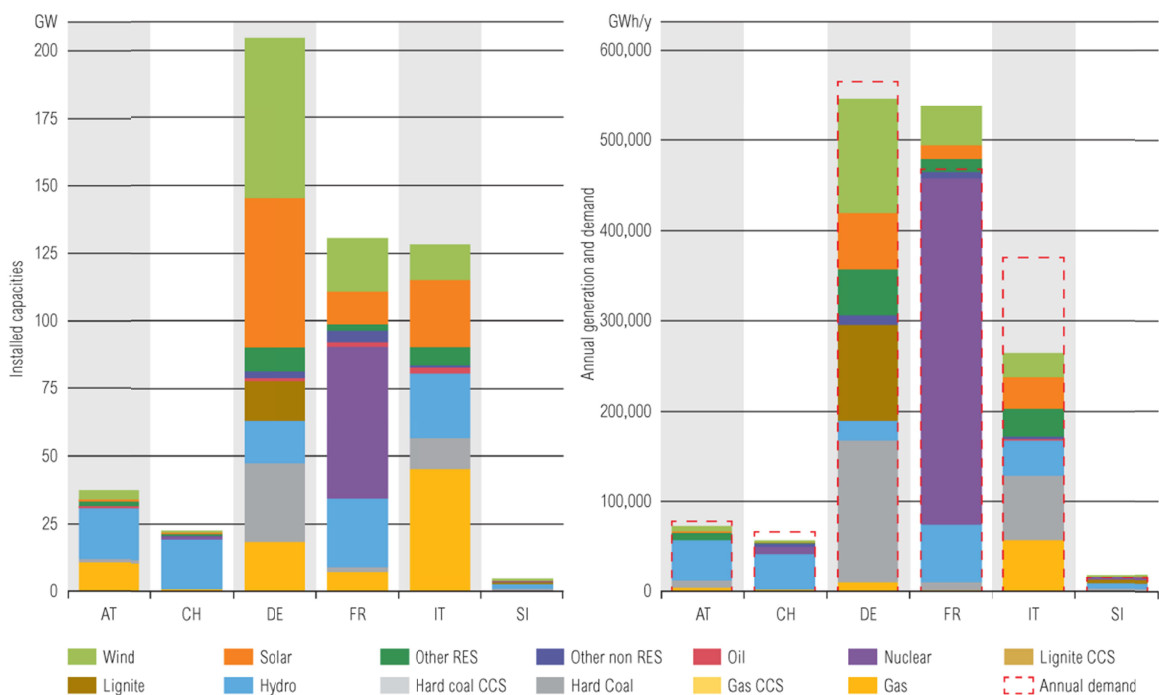


Figura 36 - Generazione e domanda annuale nella Vision 1 dei paesi del CCS³⁷

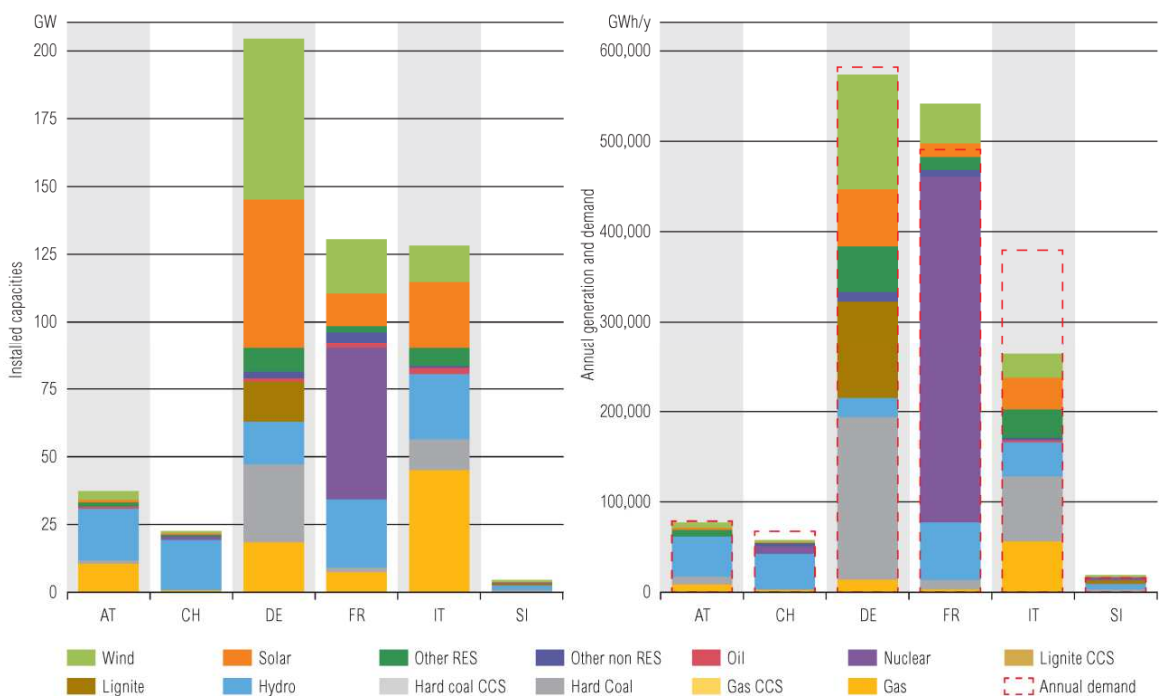


Figura 37 - Generazione e domanda annuale nella Vision 2 dei paesi del CCS³⁷

Nelle Vision 3 e 4, (Figura 37 e Figura 39), si evidenzia come, rispetto alle Vision precedenti, l'Italia continua ad essere un Paese importatore (sebbene l'energia importata sia più contenuta), mentre la Germania diventa il principale Paese importatore di energia. La Francia, Austria, Svizzera e Slovenia mantengono un comportamento sostanzialmente simile a quello delle precedenti Vision.

³⁷ Fonte ENTSO-E Regional Investment Plan 2014 Continental Central South

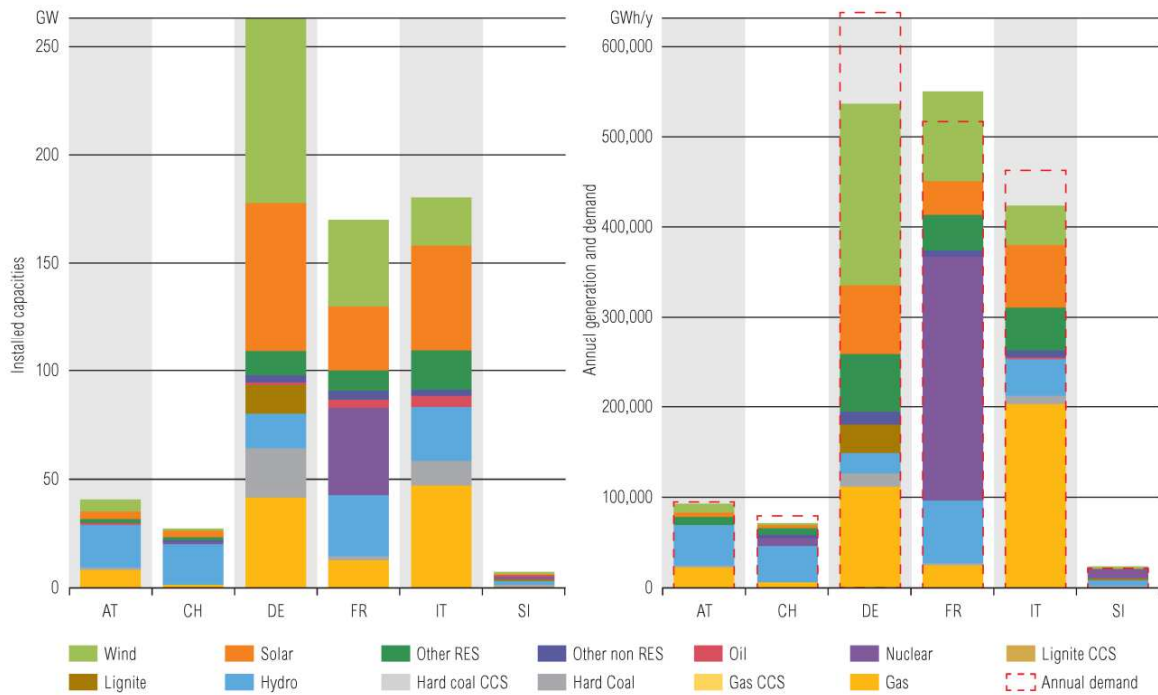


Figura 38 - Generazione e domanda annuale nella Vision 3 dei paesi del CCS³⁷

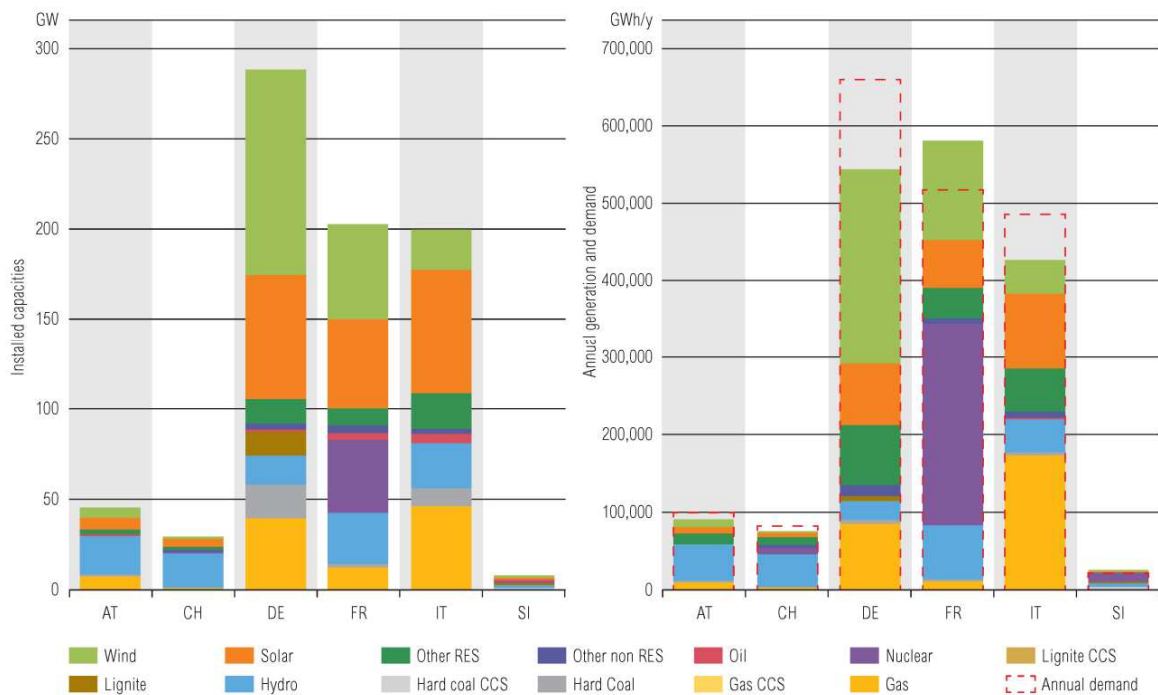


Figura 39 - Generazione e domanda annuale nella Vision 4 dei paesi del CCS³⁷

2.5 Market Coupling - Processo di integrazione dei mercati

Il processo di integrazione dei mercati a livello europeo ha ricevuto un forte impulso con il “Terzo Pacchetto Energia” (Regolamento EC 714/2009). Tale regolamento ha rafforzato le funzioni degli organismi sovranazionali prevedendo l’istituzione di ENTSO-E e dell’ACER (Agenzia per la Cooperazione fra Regolatori nazionali dell’Energia) e la redazione dei codici di rete europei, che

contengono regole comuni nelle materie identificate dall'art. 8.6 del Regolamento 714/2009, tra cui la gestione delle congestioni e l'allocazione della capacità di trasporto.

La redazione di un codice di rete europeo ha inizio con la richiesta rivolta ad ACER da parte della Commissione Europea di redigere le Linee Guida (*Framework Guidelines*) su una delle materie definite nel sopracitato regolamento. Completata la stesura delle *Framework Guidelines*, la Commissione Europea invia ad ENTSO-E la richiesta formale di redigere il codice di rete europeo in conformità con le relative *Framework Guidelines*. Una volta completato, il codice viene sottoposto a una fase di consultazione con le parti interessate, eventualmente adattato per tener conto delle osservazioni ricevute e inviato ad ACER per la valutazione di conformità rispetto alle *Framework Guidelines*. 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), redatto nella forma di linee guida, per il quale è stato approvato in esito alla fase di comitologia ed ha assunto la forma di regolamento europeo.

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 (PX)*, 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 codice di rete 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 agli operatori durante l'incontro tenutosi il 16 luglio 2014 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’algoritmo di market coupling. Il go live del progetto è previsto entro marzo 2015.

3 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano

Nel corso del 2014 sono state effettuate come consueto analisi finalizzate alla valutazione delle esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano, sulla base degli scenari previsionali descritti nel precedente capitolo 2.

In esito a tali analisi sono risultate confermate le esigenze alla base delle attività in corso già programmate nei precedenti Piani. Al contempo, pur tenendo conto delle variazioni degli scenari prospettici di Piano, non sono emerse ulteriori esigenze. Pertanto si rappresenta che nella presente edizione del PdS 2015 non sono previsti nuovi interventi di sviluppo.

Sono tuttavia in corso studi finalizzati alla valutazione di possibili future esigenze relative all'integrazione di ulteriori progetti per l'incremento della capacità di trasporto con l'estero, per l'interconnessione delle Isole minori, e per ulteriori attività derivanti da ipotesi di ampliamento del perimetro della RTN.

Anche nel 2014 sono proseguite le attività di screening degli interventi pianificati per garantire maggiore selettività e riduzione dei a beneficio del sistema.

Per i dettagli sugli interventi in corso, su quelli posti in valutazione e sulle esigenze alla studio, si rimanda al documento "Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti".

Nei successivi paragrafi si descrivono le esigenze derivanti da problemi di sicurezza o adeguatezza della RTN rilevati mediante studi di rete nell'assetto previsionale.

Nel paragrafo 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. paragrafo 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 della capacità di scambio di energia con l'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: 2019 per il medio periodo e 2024 per il lungo periodo. In particolare è stato considerato uno scenario "di sviluppo" della domanda corrispondente a circa 328 TWh per il medio termine e circa 357 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 2019 ed al 2024 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 6 sono riportati i valori limite comunemente adottati per un sistema elettrico avanzato come quello italiano.

Tabella 6 – 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.

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 approvvigiona 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 degli indici EENS, LOLE e LOLP superano i margini ammissibili sia negli scenari di medio che di lungo termine.

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.

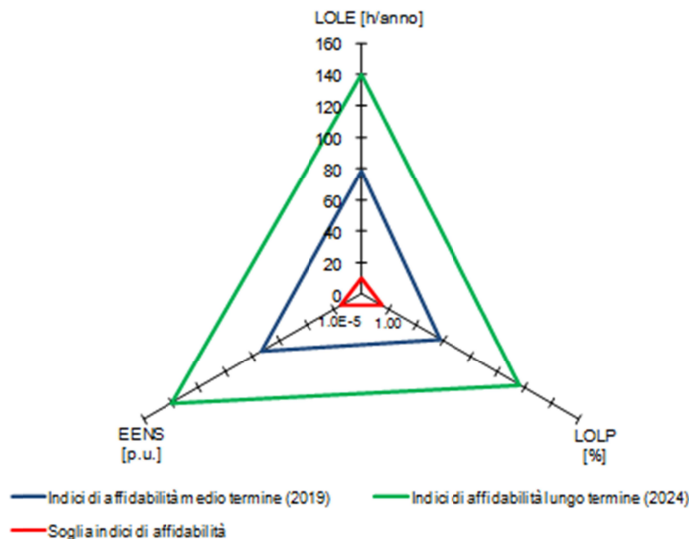


Figura 40 - Indici di affidabilità senza sviluppi di rete

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 o essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico).

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

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 all'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 alcune difficoltà di esercizio nell'area Nord-Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare, è 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 ora 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 sono 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 paragrafo 2.4.2, lo sviluppo della generazione, in particolar modo da fonte rinnovabile, 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. Si rendono perciò necessari opportuni sviluppi di rete per decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.

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, 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.

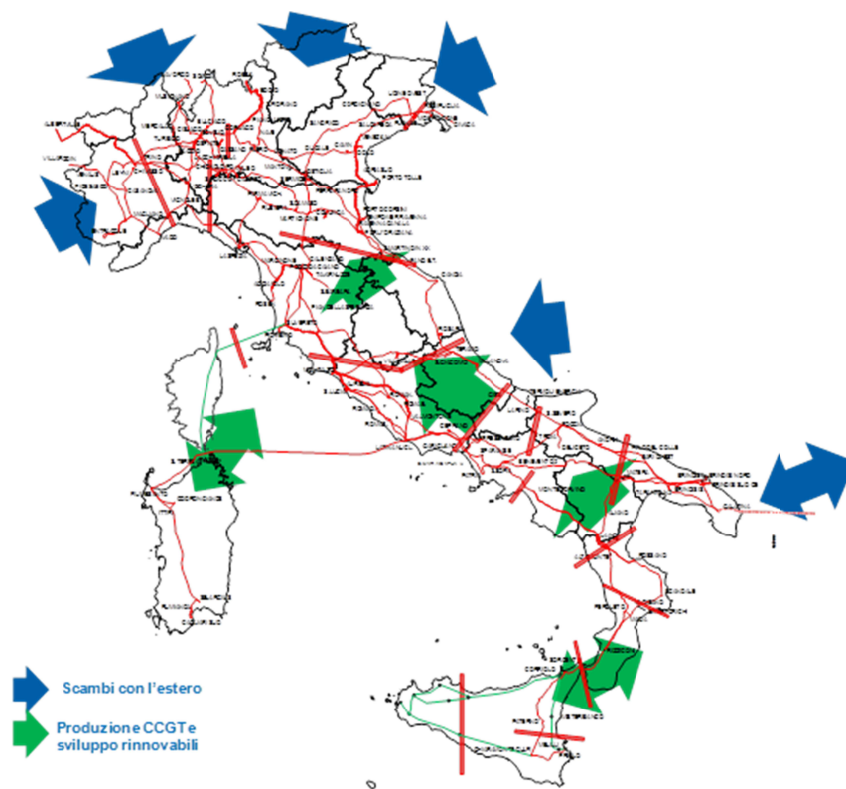


Figura 42 - Sezioni critiche

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.

In tale contesto si inquadrano anche le linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009)⁴¹. In proposito, la concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento (art. 9) prescrive a Terna di tenere conto tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento alla individuazione delle necessità di potenziamento della rete di interconnessione con l'estero⁴².

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:

⁴¹ Tra le iniziative merchant si segnalano

- la linea HVDC. Sils (CH) – Verderio (I) (Greenconnector), e la linea 220 kV Wurmlach (AT) – Somplago (I) che sono state incluse nel TYNDP2014 di ENTSO-E, oltre che nella lista dei progetti di interesse comune PCI di cui al Regolamento (UE) n. 347/2013;
- l'interconnessione in cavo marino 220 kV dell'Isola di Malta alla Sicilia in corrispondenza della stazione di Ragusa (in costruzione da marzo 2013 e prevista in esercizio per la metà del 2015), legata principalmente alle esigenze del sistema elettrico maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto alle necessità di medio e lungo periodo, ma che può offrire agli operatori anche opportunità di esportazione dalla Sicilia della energia prodotta in particolare da fonti rinnovabili.

⁴² Al riguardo si rappresenta che in Italia le iniziative c.d. *merchant* tuttora in essere sono particolarmente numerose (diverse decine per una capacità nominale complessiva dell'ordine di oltre 12 GW) e che Terna non ha elementi sufficienti per stabilire anticipatamente quali progetti saranno effettivamente realizzati. Inoltre il tasso di successo delle iniziative nella realtà è relativamente esiguo (mediamente inferiore al 5% negli ultimi 10 anni). Le iniziative in argomento non possono essere pertanto incluse negli scenari di riferimento per la costruzione del PdS, se non vi è la certezza che le opere verranno effettivamente realizzate (ad es. nei casi in cui le autorizzazioni siano state conseguite sia in Italia che all'estero e siano state concluse le procedure di esenzione e di connessione alla RTN). I progetti in fase più avanzata possono tuttavia essere considerati nell'ambito di analisi di sensitività alla base delle valutazioni sul dimensionamento delle nuove soluzioni di intervento pianificate.

- 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 allo studio 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.

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.

Le criticità relative alle città di Genova, Torino e Milano sono in fase di risoluzione grazie ai previsti interventi di sviluppo in corso di realizzazione.

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. Si registrano inoltre notevoli rischi di limitazioni all'esercizio della rete in provincia di Belluno, in particolare nelle aree del Comelico e del Cadore.

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 in particolare nelle aree del Crotonese, del Catanzarese e del Reggino.

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 paragrafo 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.

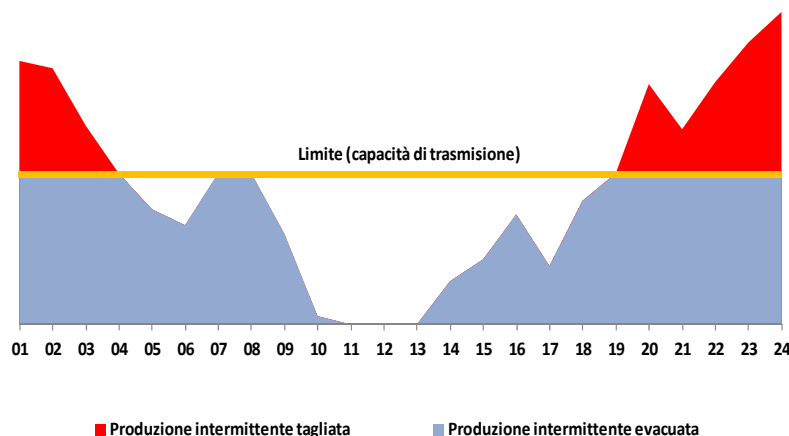


Figura 43 - Effetto delle congestioni sulla rete

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.

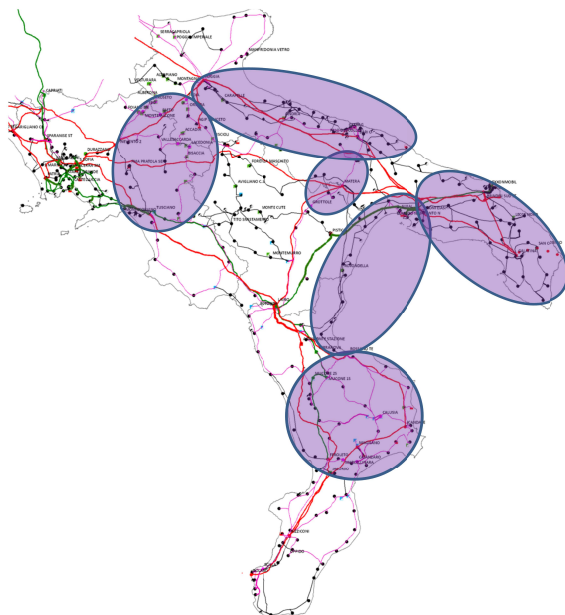


Figura 44 – Diretrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

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-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%⁴³.

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. paragrafo 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 2014 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.

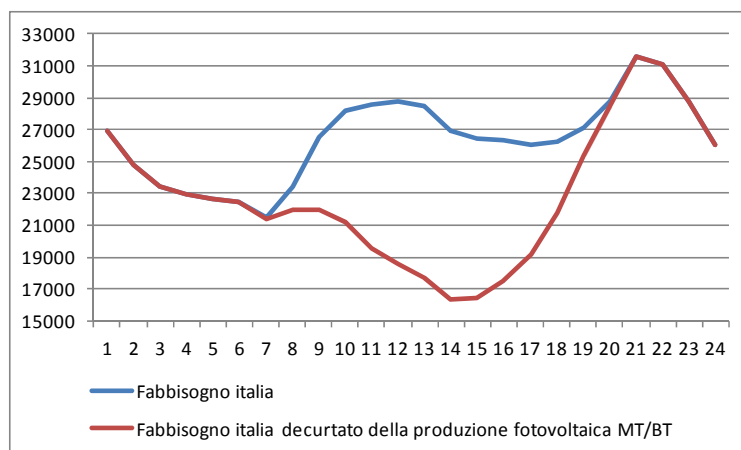


Figura 45 - Fabbisogno a consuntivo giorno festivo 2014

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

⁴³ Attualmente gli strumenti di previsione utilizzati forniscono errori di previsione diversi a seconda delle condizioni di producibilità degli impianti.

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 normativi⁴⁴, oggi rischia di determinare una modifica sostanziale degli esiti del Mercato elettrico, che comporta ulteriori movimentazioni di produzione su MSD da impianti tradizionali.

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 di lungo termine relativo ad uno scenario intermedio caratterizzato da un valore annuo pari a 334 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. paragrafo 2.4.2).

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

- 16 GW da eolico corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 29 TWh (Figura 46);
- 30 GW da fotovoltaico, corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 36 TWh (Figura 47).

⁴⁴ Cfr. Delibera 522/2014/R/eel "Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del Consiglio di Stato - Sezione Sesta - 9 giugno 2014, n. 2936".

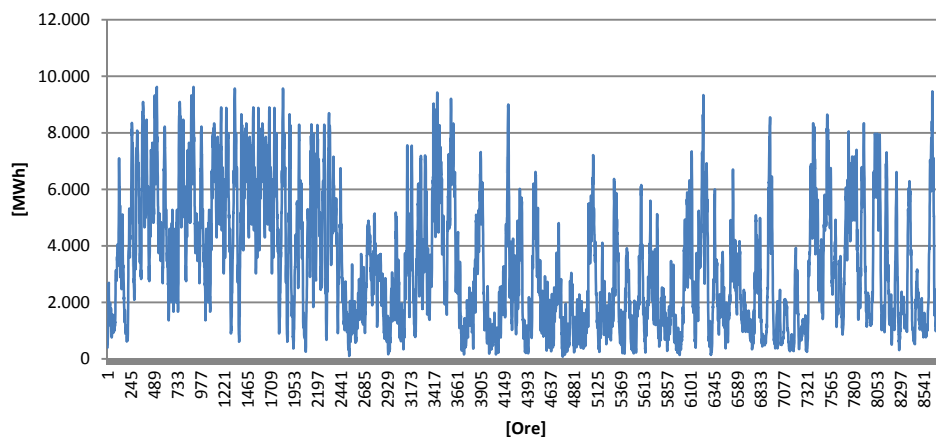


Figura 46 - Profilo annuale generazione eolica totale Italia medio termine

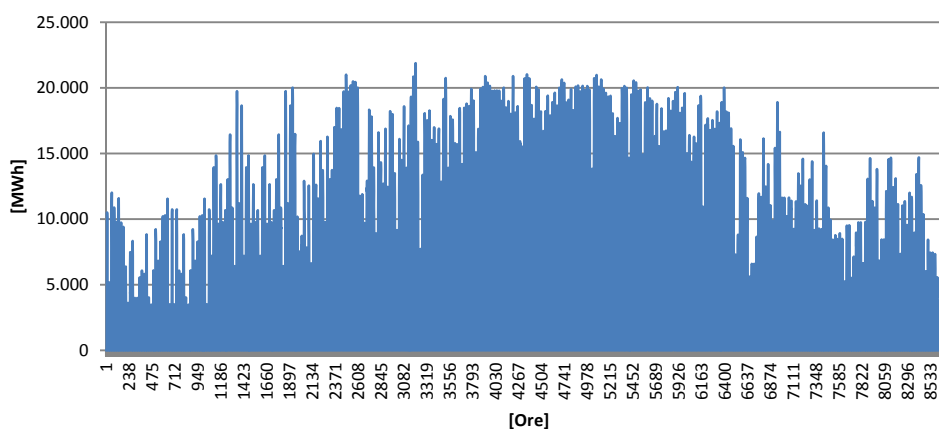


Figura 47 - Profilo annuale generazione fotovoltaico

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.

3.6.1 Metodo e modelli di simulazione

Le analisi sviluppate si basano su simulazioni di mercato eseguite mediante un algoritmo di ottimizzazione del dispacciamento dei gruppi idro-termoelettrici su un orizzonte annuale con discretizzazione oraria. Tale risultato viene raggiunto massimizzando una funzione obiettivo che calcola il *Social Economic Welfare* (SEW) del sistema⁴⁵ (inteso come somma del surplus dei generatori, surplus dei consumatori e delle rendite da congestione) e tenendo in considerazione i principali vincoli tecnico-economici.

Grazie a questo processo di ottimizzazione è possibile avere una rappresentazione accurata del comportamento prospettico del sistema elettrico ad un dato anno orizzonte.

L'algoritmo consente in generale una modellizzazione del sistema elettrico che permette eventualmente di simulare il dispacciamento degli impianti tenendo conto, oltre che dei vincoli presenti sul mercato dell'energia, anche di alcuni ulteriori vincoli di esercizio prefissati o calcolati in funzione di specifiche esigenze.

Più in dettaglio, il modello utilizzato nelle simulazioni è caratterizzato da:

⁴⁵ Si ricorda che anche la funzione obiettivo per la risoluzione del MGP consiste nella massimizzazione del Social Economic Welfare (SEW).

- Modello della rete equivalente: il Sistema Elettrico Nazionale è suddiviso in zone di mercato collegate da linee equivalenti. Ciascuna linea può essere rappresentata attraverso dei limiti di capacità sulla potenza attiva transitabile in entrambi i sensi a livello orario.
- Carico⁴⁶: per ogni zona di mercato è definito il carico da soddisfare; naturalmente il carico zonale può essere coperto anche da generazione situata in altre zone, compatibilmente con i limiti di transito inter-zonali.
- Riserva zonale: Il fabbisogno di riserva zonale a salire e a scendere può essere soddisfatto mediante le risorse disponibili nella zona o attraverso il principio di mutuo soccorso dalle zone interconnesse.
- Import/export: l'import e l'export dalle zone confinanti con l'Italia è modellizzato in modo dinamico attraverso gruppi virtuali collocati nella frontiera estera che si vuole modellare; ognuno dei gruppi è in grado di offrire secondo gradini di prezzo prefissati in modo che il flusso di energia sulla frontiera dipenda dal differenziale di prezzo tra le zone.
- FRNP (fonti rinnovabili non programmabili): tutte le generazioni da fonti rinnovabili non dispacciabili vengono modellate mediante profili di generazione imposti determinati a livello di zona di mercato e per tecnologia in funzione dell'ipotesi di installato e applicando dei profili di generazione caratteristici della tecnologia nella specifica zona.
- Parco termoelettrico: sono modellate le unità rilevanti definendone i principali parametri tecnico economici come la tecnologia, la flessibilità, la curva di consumo, l'indisponibilità programmata e accidentale.
- Combustibili, sono definiti i prezzi dei combustibili utilizzati dalle unità che compongono il parco termoelettrico. Inoltre vengono considerati i costi legati all'acquisto dei diritti di emissione di CO2.
- Parco idroelettrico, sono rappresentati impianti stagionali, impianti di pompaggio e impianti ad acqua fluente.
- Strategia di offerta delle unità termoelettriche, realizzate grazie all'introduzione di un opportuno mark-up ai costi di generazione degli impianti termoelettrici. La procedura di taratura delle offerte di mercato, automatizzata ed integrata all'interno del software, assume che ogni unità di generazione adotti una logica di offerta tale da produrre un margine economico non negativo in funzione dei propri costi di produzione e dei propri vincoli di flessibilità senza tenere conto di eventuale esercizio di potere di mercato.

Il processo di ottimizzazione del dispacciamento del parco idro-termoelettrico, avviene attraverso due fasi distinte:

- Unit commitment: durante questa fase la simulazione determina a livello orario lo stato On/Off di ciascuna unità termoelettrica stabilendo un ordine di merito economico delle unità basato sulle offerte presentate, nel soddisfacimento dei vincoli tecnici delle unità di produzione (termoelettrica/idroelettrica) e dei vincoli di rete del sistema modellato.
- Dispacciamento, in questa seconda fase viene determinata la produzione oraria di ogni unità termica in modo coordinato alla produzione idroelettrica, sempre nel rispetto dei vincoli.

I principali risultati che possono essere ottenuti dalle simulazioni sono, invece:

- La produzione oraria di ogni gruppo idro-termoelettrico;
- I transiti orari di potenza sulle interconnessioni equivalenti tra le zone;
- I prezzi orari delle zone di mercato;

⁴⁶ La domanda di energia elettrica è considerata rigida

- Emissioni di CO2 degli impianti termoelettrici;
- Over-generation oraria zonale e di sistema.

Nella figura di seguito è rappresentato lo schema di principio a base delle simulazioni.

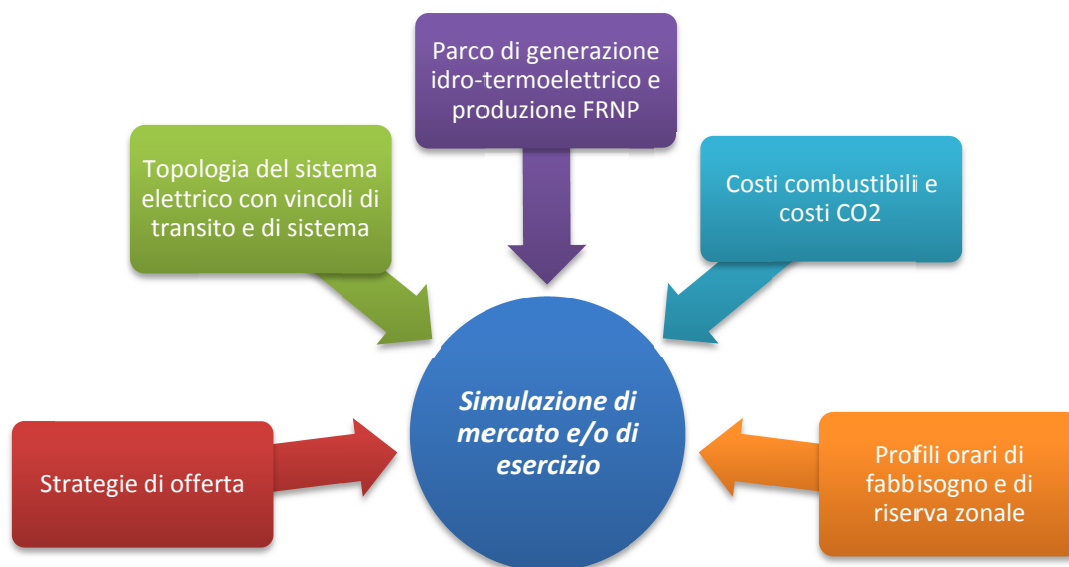


Figura 48 - Schema di principio simulazioni di mercato

Per studiare il fenomeno dell'OG, sono state eseguite 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 dell'energia e dell'esercizio del sistema elettrico in presenza dei principali vincoli dei mercati dei servizi. Più in dettaglio, per ogni caso considerato è stata svolta inizialmente una simulazione dei mercati dell'energia che ha fornito il profilo di import-export dell'Italia con l'estero. Successivamente, una simulazione dell'esercizio del sistema elettrico considerando il profilo di import-export ottenuto precedentemente, ha fornito il valore dell'OG.

La figura seguente riporta uno schema sintetico della metodologia adottata per il calcolo dell'OG.

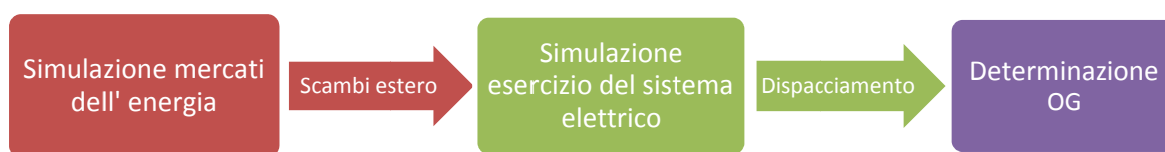


Figura 49 - Schema sintetico calcolo OG

Per la simulazione dei mercati dell'energia sono state implementate le seguenti logiche e vincoli:

- modellizzazione dell'offerta sulle frontiere per la valutazione degli scambi attesi: è stata stabilita una relazione tra scambi sulle frontiere e prezzo zonale nella zona di interconnessione (il profilo di import-export cambia in funzione dei prezzi sul mercato italiano); queste relazioni sono state ottenute grazie a studi preliminari basati su simulazioni di mercato su perimetro europeo, in scenari previsionali coerenti con quelli utilizzati per lo studio dell'OG. In questo modo è stato possibile avere un'indicazione realistica circa le relazioni tra le quantità offerte ed i rispettivi prezzi all'estero;
- vincoli di transito tra zone di mercato;
- vincoli di produzione per gruppi termoelettrici in servizio assoggettati a cicli produttivi;

- vincoli tecnici delle unità termoelettriche e idroelettriche in esercizio;
- strategia di offerta delle unità termoelettriche (come descritte precedentemente).

Nella simulazione dell'esercizio del sistema elettrico oltre a considerare gli scambi con l'estero così come determinati con la simulazione dei mercati dell'energia, sono stati considerati i seguenti vincoli nel problema di ottimizzazione, in aggiunta a quelli già presenti nella simulazione dei mercati dell'energia:

- vincoli di flessibilità delle unità termoelettriche in esercizio al fine di simulare correttamente la reale disponibilità degli impianti;
- minima generazione per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale e regolando la tensione della rete per assicurare i migliori standard di qualità del servizio;
- riserva secondaria e terziaria termoelettrica a salire e 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. In particolare è stato modellizzato in maniera più precisa l'errore di previsione differenziandolo per fasce di produzione prevista.

La simulazione dell'esercizio permette in questo modo di avere un dispacciamento coerente con le logiche di gestione in sicurezza del sistema elettrico e di calcolare l'OG.

3.6.2 Risultati delle simulazioni

Caso 1

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 netto di circa 83 TWh ed un'OG di circa 5,5 TWh, la cui curva di durata è rappresentata in Figura 50.

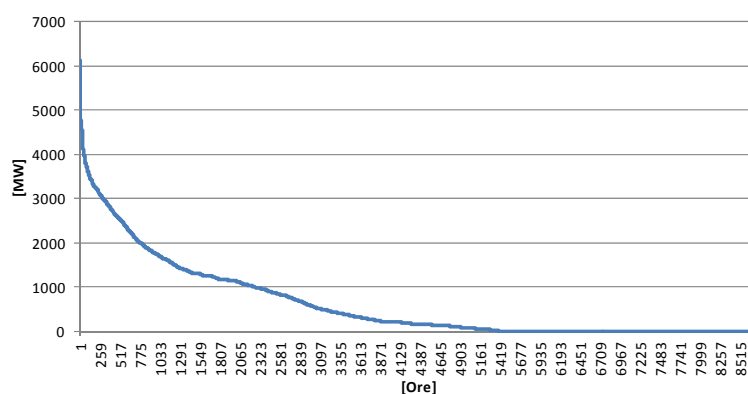


Figura 50 - Curva di durata OG (Caso 1)

Come si evidenzia in Figura 51 e Figura 52 i giorni in cui si rilevano OG più elevate sono i giorni festivi, in particolare nei mesi da aprile a ottobre in corrispondenza di periodi di basso fabbisogno e alta produzione rinnovabile soprattutto fotovoltaica. Nelle medesime figure 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.

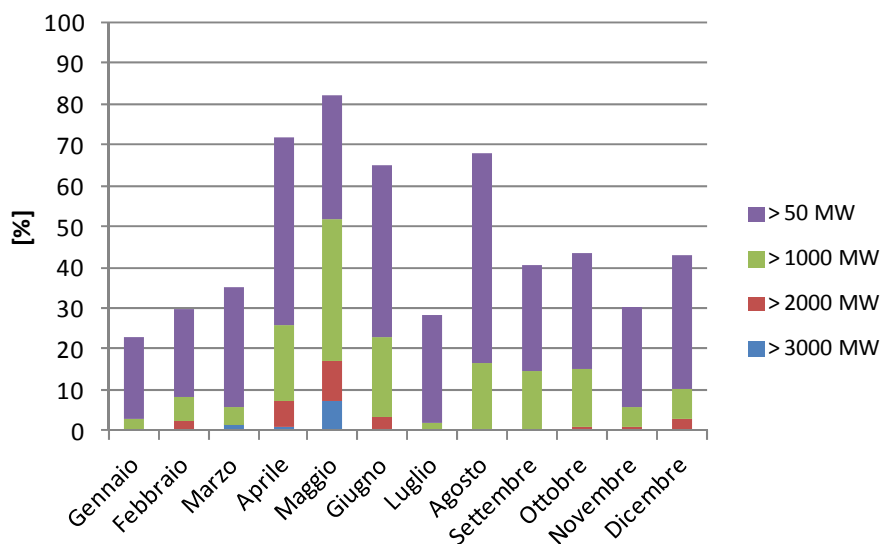


Figura 51 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali) (Caso 1)

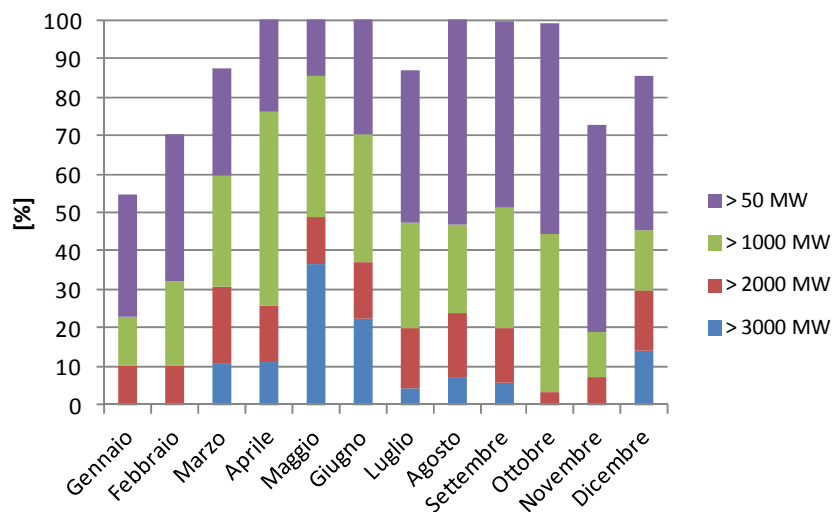


Figura 52 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi) (Caso 1)

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 alla frontiera settentrionali. 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 700 GWh, inferiore dell'87% rispetto a quello iniziale.

Nelle successive figure (Figura 53, Figura 54 e Figura 55) è rappresentata la curva di durata dell'OG, l'incidenza dell'OG, percentualmente e per classi di entità.

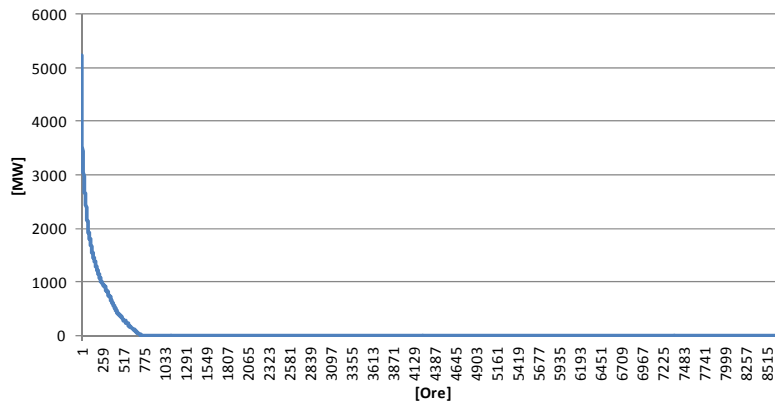


Figura 53 - Curva di durata OG (Caso 2)

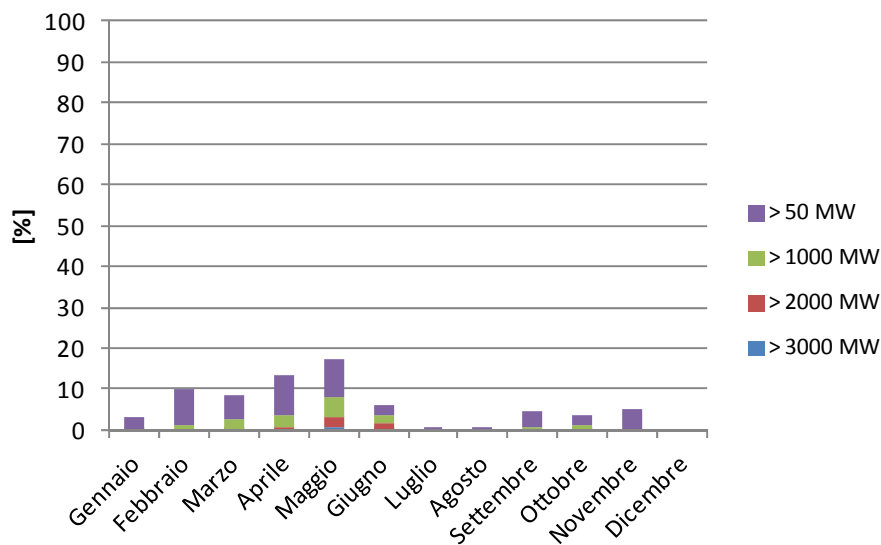


Figura 54 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali) (Caso 2)

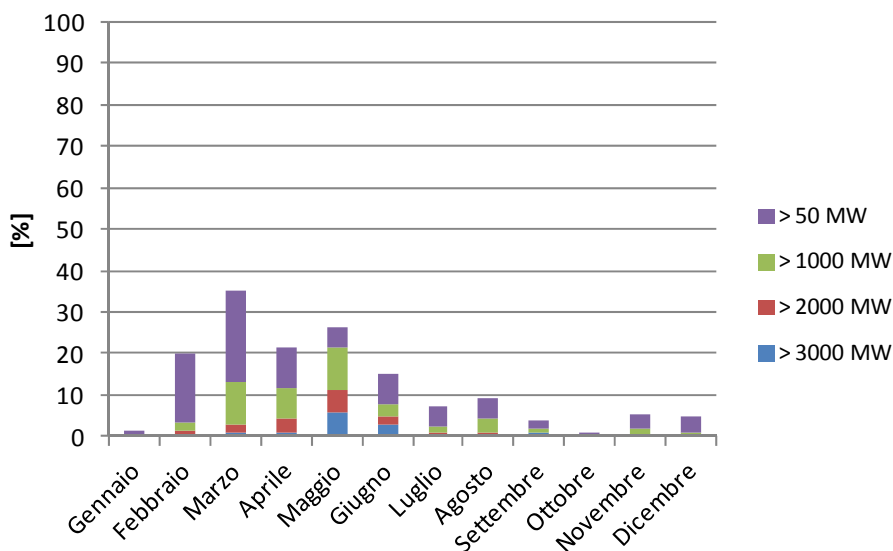


Figura 55 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi) (Caso 2)

È altresì da notare che la citata riduzione dell'OG dell'87% rispetto al valore iniziale, sarebbe solo dell'ordine del 40% 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 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 a circa l'1% delle ore con OG) il valore di OG stimata è maggiore della produzione da FRNP ipotizzata nell'ora corrispondente con scarti che sfiorano i 1000 MW (cfr. Figura 56). Ne consegue che seppure in condizioni sporadiche, anche nell'ipotesi ottimistica che sia possibile agire distaccando la totalità della generazione da FRNP distaccabile, tale procedura potrebbe non risultare sufficiente a ristabilire il bilanciamento del sistema e in assenza di misure alternative porterebbe a non esercire il sistema in condizioni di sicurezza.

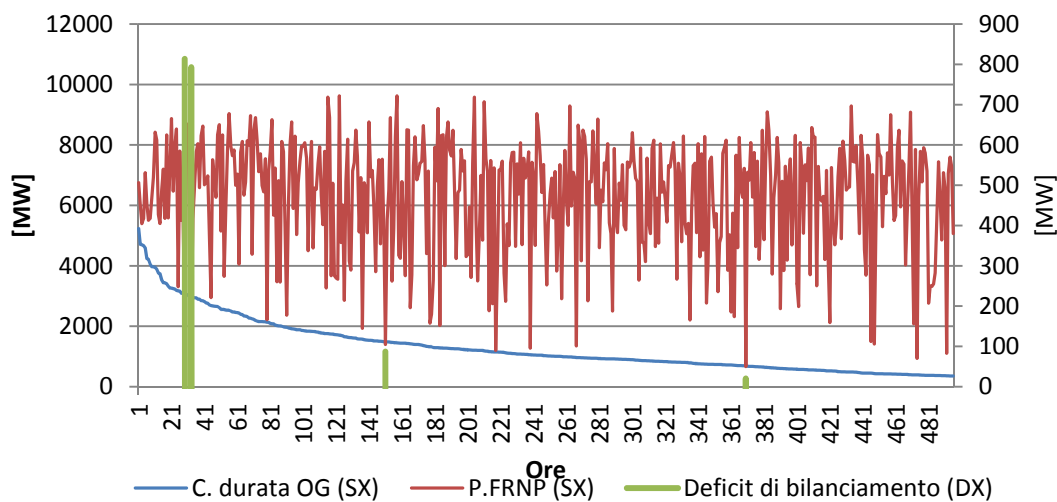


Figura 56 - Correlazione produzione FRNP in AT con Over Generation

In tal caso si prospetta sempre più importante l'esigenza di poter ricorrere anche alle 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 57), 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 sincroni⁴⁷;
- 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. paragrafo 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. paragrafo 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).

⁴⁷ Terna, in aggiunta all'installazione di nuovi compensatori sincroni, sta valutando anche la fattibilità dell'utilizzo degli alternatori delle centrali messe in conservazione come compensatori sincroni; tale soluzione potrà essere adottata solo in presenza di un quadro regolatorio che preveda questa possibilità e se la stessa si dimostri conveniente per il consumatore.

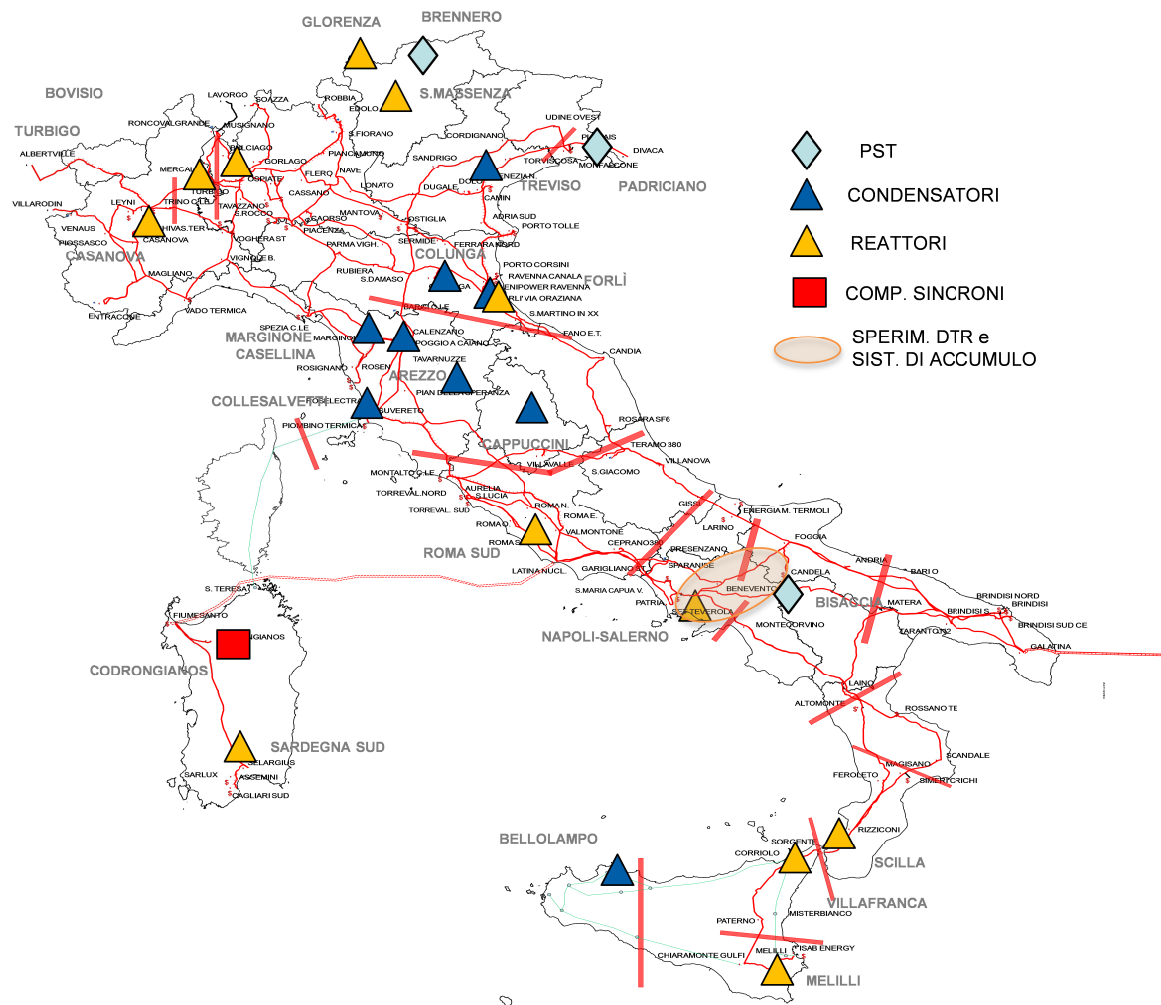


Figura 57 - Smart Transmission Solutions

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-ME⁴⁸ (Grid integration of REnewable Energy sources in the North - MEditerranean)*: progetto per il quale è stata presentata, nel mese di luglio 2014, richiesta di finanziamento alla Commissione Europea nell'ambito del programma *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:
 - o strumenti avanzati di previsione della generazione e dei profili di scambio con la rete AT
 - o impiego di sistemi finalizzati a garantire i profili di scambio programmati
 - o 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.

⁴⁸ Il progetto è condizionato all'eventuale finanziamento delle attività previsto dalla Commissione Europea.

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 58). E' inoltre stato ricandidato nell'aggiornamento della lista di progetti PCI presentata nel 2014.



Figura 58 – 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 ad un'adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento.

Infatti, in determinate situazioni (paragrafo 1.1.3, Allegato 2 del PdS 2015), 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 reattiva⁴⁹;
- 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.

⁴⁹ 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 regole ENTSO-E ed anche per massimizzare la possibilità di importazione.

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.

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 dalle aree di produzione del 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 di risorse di generazione rispetto al fabbisogno di potenza reattiva localmente richiesto.

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 esistenti e nuove, interesserà gli impianti di seguito specificati:

- stazioni esistenti: Forlì (FC), Colunga (BO), Marginone (LU), Casellina (FI), Cappuccini (PG), Bellolampo (PA) e Arezzo (AR)⁵⁰;
- stazioni previsionali: nuova stazione 380/220/132 kV di Treviso⁵¹, nuova stazione 132 kV di Collesalveti.

E' inoltre prevista:

- l'installazione di ulteriori 40 MVar sulla direttrice 220 kV Candia-Abbadia-Rosara-Montorio;
- l'installazione di opportune batterie di condensatori sulla rete nell'area tra Teramo e Pescara;
- la sostituzione dell'esistente condensatore da 25 MVar presso la stazione di Fulgatore (TP) con uno di taglia 54 MVar

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.

⁵⁰ La batteria di condensatori, di taglia 80 MVar, sarà installata sulla sez. 220 kV.

⁵¹ Previsti due banchi da 54 MVar (cod. intervento PdS 206-P).

Installazione di reattanze di compensazione

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

Infatti nelle ore di bassissima richiesta⁵² 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 esistenti. Si riporta di seguito l'elenco degli apparati di compensazione previsti, con l'indicazione della relativa potenza nominale (valore che differisce dalla massima potenza erogabile):

- 258 MVar sulla sezione 380 kV nella stazione di Casanova;
- 258 MVar sulla sezione 380 kV nella stazione di Bovisio;
- 258 MVar sulla sezione 380 kV nella stazione di Turbigo;
- 258 MVar sulla sezione 380 kV nella stazione di Forlì;
- 258 MVar sulla sezione 380 kV nella stazione di Roma Sud;
- 200 MVar sulla sezione 220 kV nella stazione di S.Massenza;
- 180 MVar sulla rete 220 kV nell'area tra Napoli e Salerno.

Inoltre è prevista l'installazione di opportuni dispositivi di compensazione reattiva sulla sezione 150 kV presso la stazione di Rumianca.

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.

Le evidenze di esercizio dell'anno 2014 hanno confermato le necessità di installazione di tutti i reattori attualmente previsti dal piano di rifasamento e la relativa lista di priorità di installazione distinta per livello di tensione (380 kV e 220 kV).

In particolare, la priorità 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 infatti delle "classi" di priorità, per le quali è stata ravvisata la stessa urgenza di installazione di un reattore.

⁵² In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al di sotto del 40% rispetto alla punta massima.

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).
- 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 7 è riportato l'elenco dei reattori identificati in ordine di priorità di installazione: (1) massima priorità, (2) priorità elevata, (3) priorità media, (4) priorità bassa.

Tabella 7 - Elenco priorità installazione reattori

Reattore	Livello di Tensione	Scala di priorità
Roma Sud	380 kV	1
Bovisio	380 kV	2
Forlì	380 kV	
S. Massenza	220 kV	
Area tra Napoli e Salerno	220 kV	3
Casanova	380 kV	4
Turbigo	380 kV	

In aggiunta a quanto sopra, si segnala che ulteriori reattanze di compensazione sono previste in correlazione con la realizzazione di nuovi elettrodotti in cavo in corrente alternata. Tra questi si segnalano in particolare i dispositivi da installare presso le stazioni di Melilli, Glorenza e Scilla/Rizziconi.

Infine, si segnala che in aggiunta ai suddetti apparati statici di compensazione, 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.

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.

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

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'AEEGSI 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 AEEGSI 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. Sempre relativamente alla direttrice Benevento II – Bisaccia 380, è stato autorizzato nell'ultimo anno anche il sito di Scampitella per una potenza di accumulo pari a 10,8 MW. Nell'ambito della suddetta sperimentazione, a dicembre 2014 sono entrati in esercizio gli impianti di Ginestra (12 MW) sulla direttrice Campobasso-Benevento II-Volturara-Celle S. Vito e la prima sezione dell'impianto di Flumeri (6 MW) sulla direttrice Benevento II – Bisaccia 380. Sono in corso le attività di realizzazione e di collaudo relative alla seconda sezione dell'impianto di Flumeri nonché le attività di realizzazione del sito di Scampitella sulla direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia.

A valle della sperimentazione in atto ed in esito ai risultati conseguiti, potranno essere individuate esigenze di nuovi sistemi di accumulo.

Con la deliberazione 574/2014/R/eel, così come integrata e modificata dalla delibera 642/2014/R/eel, l'Autorità ha, invece, definito le prime disposizioni per l'integrazione nel sistema elettrico nazionale dei sistemi di accumulo che non rientrano nell'ambito dei progetti pilota. Il provvedimento, che fa seguito al documento di consultazione 613/2013/R/eel, stabilisce le prime modalità per la gestione dei sistemi di accumulo, con particolare riferimento alle modalità di accesso e di utilizzo della rete, ai servizi di misura ed in via transitoria al dispacciamento. In particolare, con la deliberazione 642/2014/R/eel vengono recepite le disposizioni relative ai requisiti tecnici per i sistemi di accumulo, così come previsti dalle Varianti alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, aggiornate da parte del CEI.

La nuova regolazione trova piena applicazione dal 1 Gennaio 2015.

4 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 rinnovabili⁵⁴.

Tale necessità deriva dagli obiettivi fissati dal PAN (Tabella 8) 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 insulare⁵⁵.

Tabella 8 – 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 4 (cfr. capitolo 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.

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.

Tra i maggiori interventi su rete primaria si segnalano:

⁵⁴ 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.

⁵⁵ 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.

- 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;
- Raddoppio della dorsale 380 kV Adriatica;
- Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord;
- Elettrodotto 380 kV Calenzano Colunga.

In Figura 59 si riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete 380 kV.

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.

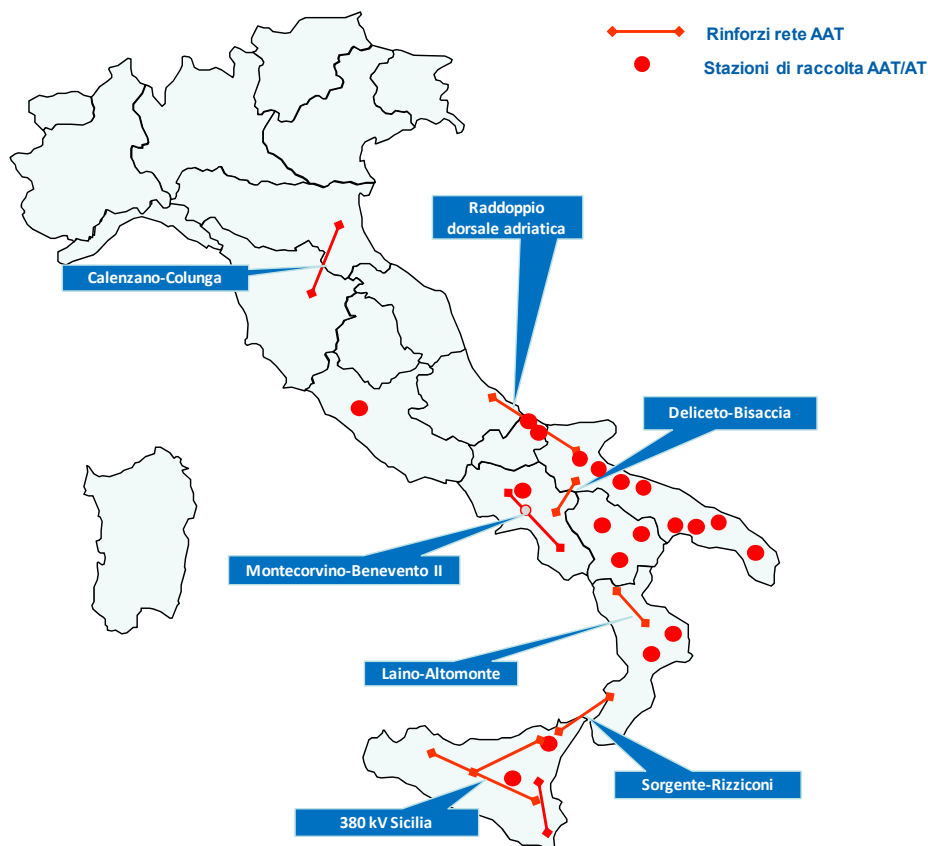


Figura 59 - Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da FER sulla rete 380 kV

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 60) 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.

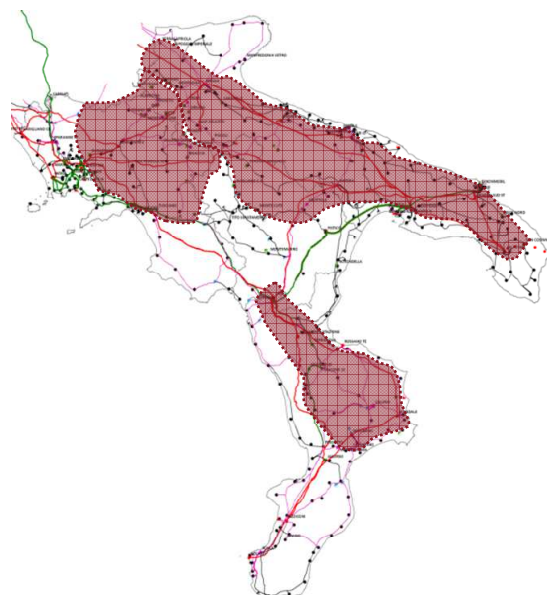


Figura 60 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sud)

Con l'obiettivo di garantire il pieno sfruttamento della generazione da FRNP, in aggiunta alle stazioni di raccolta 380/150 kV indicate in Figura 59 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 e Matera attraverso interventi di ripotenziamento e rimozione dei vincoli alla capacità di trasporto sulle 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 61, 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".

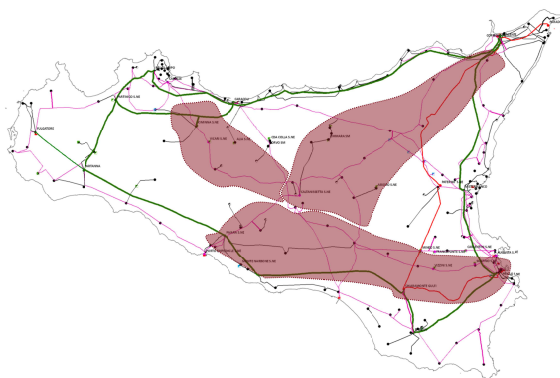


Figura 61 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sicilia)

In Sardegna, Figura 62, 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".

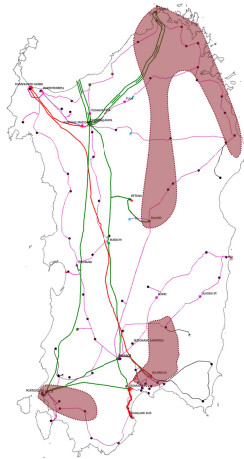


Figura 62 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sardegna)

Nel Centro Italia (Figura 63) 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.

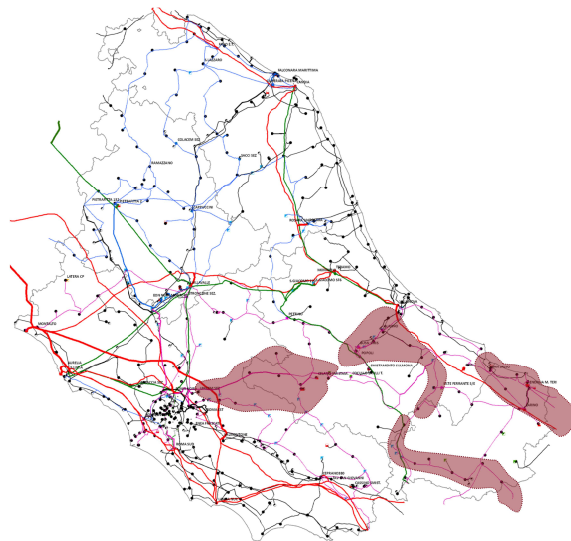


Figura 63 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro)

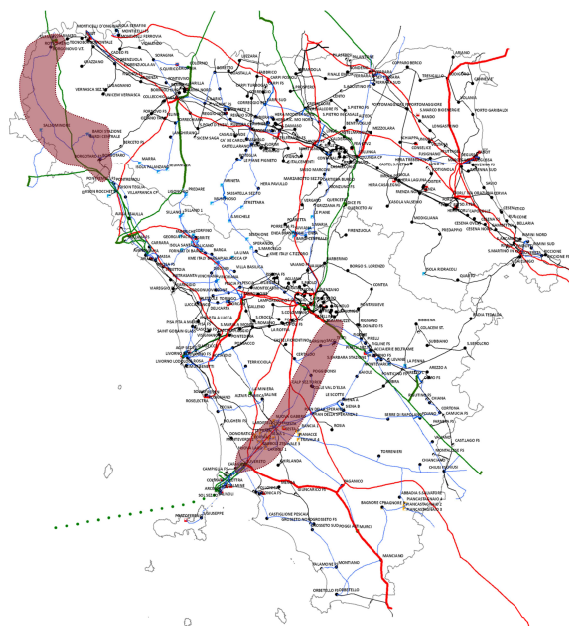


Figura 64 - Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro Nord)

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 permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti.

5 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:

- 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;
- interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato**, che contribuiscono a una maggiore competitività sul mercato elettrico, aumentando lo 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 fonti convenzionali e di quella da rinnovabili;
- interventi di sviluppo per la **sicurezza e l'affidabilità della rete in aree metropolitane** con elevata concentrazione di utenza;
- 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 5.1.

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 dall'edizione del PdS 2014, Terna ha selezionato alcuni interventi da porre in valutazione alla luce del presente contesto di riferimento, come dettagliato al successivo paragrafo 5.2.

5.1 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 5.2).

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” e successiva Deliberazione 23 dicembre 2014 654/2014/R/eel “Aggiornamento delle milestone e delle date obiettivo degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale”.

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**⁵⁶ per gli scambi di energia con l'area Balcanica.

Riduzione Congestioni tra zone di mercato

- Elettrodotto **380 kV “Calenzano – Colunga”** per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione Nord – Centro Nord;
- Elettrodotti a **380 kV “Foggia – Villanova”** e **“Deliceto – Bisaccia”** per l'incremento dei limiti di scambio in direzione Sud – Centro Sud 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;

Tra gli interventi prioritari per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato si segnala l'entrata in esercizio in assetto provvisorio nel 2014 dell'elettrodotto 380 kV **“Foggia – Benevento”**.

Riduzione congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva

- 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 media Valle del Piave** al fine di ridurre le congestioni e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- Elettrodotti **380 kV “Paternò – Pantano - Priolo”** e **“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.

⁵⁶ Con Delibera 654/2014 l'AEEGSI ha sospeso provvisoriamente l'intervento dal novero degli investimenti I3 di cui all'articolo 26 del TIT

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.

Tra gli interventi prioritari per la riduzione delle congestioni intrazonali e vincoli alla capacità produttiva si segnala l'entrata in esercizio nel 2014 dell'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.

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.

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 65.

Per gli stessi interventi, è riportato un prospetto di riepilogo relativamente a quelli già autorizzati (Tabella 9) e a quelli ancora da autorizzare (Tabella 10) 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.

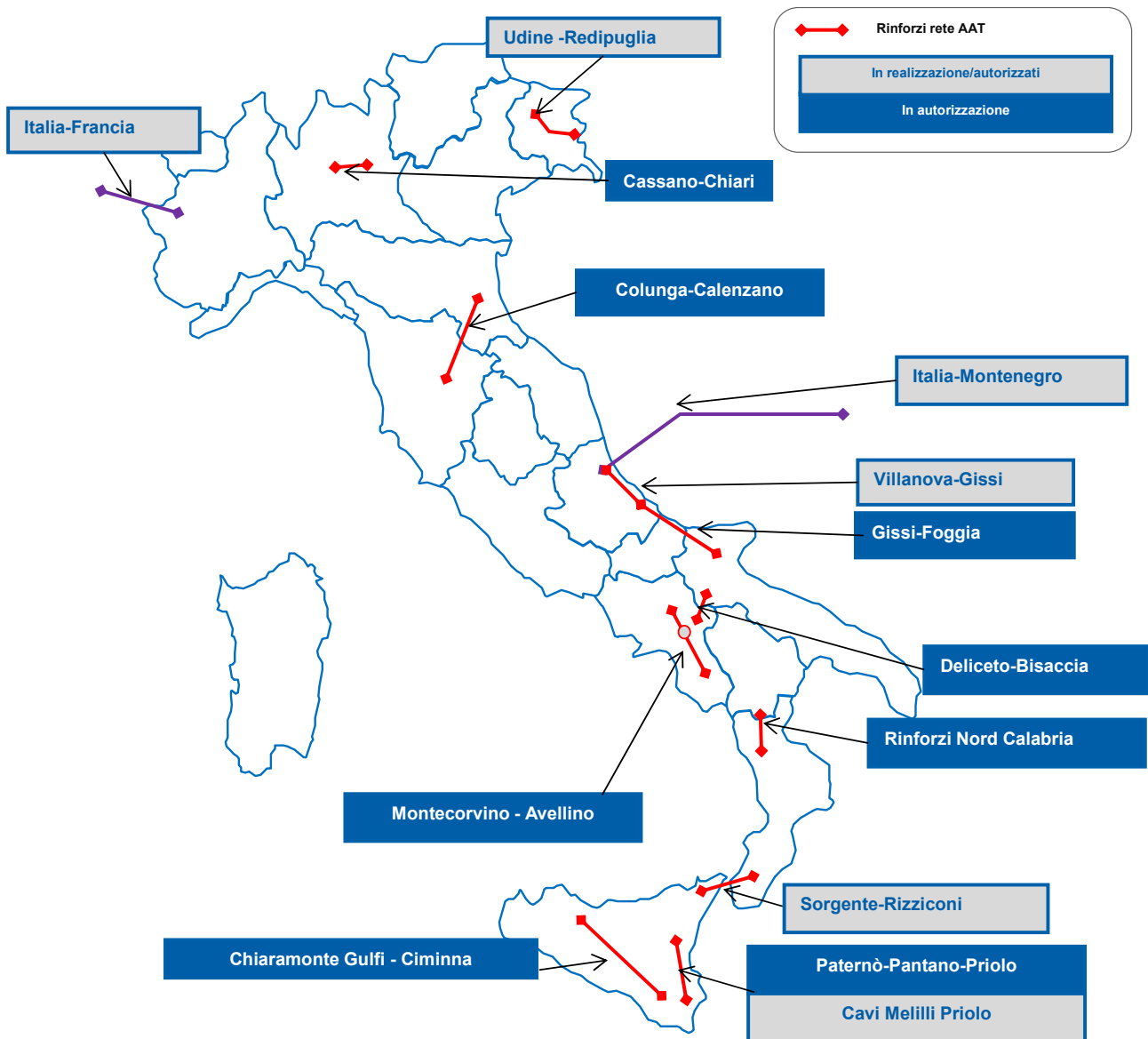


Figura 65 - Principali Interventi di Sviluppo

Tabella 9 - Tempistiche interventi prioritari autorizzati

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzata	Decreto o VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2015	Previsione completamento Opera principale ⁵⁷
Interconnessione estero	HVDC Italia-Montenegro (Cod. 401-P)	2007	2007/2009	2009	NA	2010	2011	2011	-in corso l'attività di qualifica dei cavi HVDC marini e terrestri -SE Cepagatti: completate attività di sbancamento propedeutiche all'esecuzione delle opere civili SE Kotor: completata acquisizione terreni Se Villanova: entrata in esercizio nuovo blindato - in corso attività risoluzioni criticità autorizzative in acque interne croate	2017/2019
	HVDC Grand'Ile – Piosasco (Cod.3-P)	2004	2004/2008							
		2008	2008/2009	2009	NA	2010	2010	2011	- completate le nuove sezioni 380/220/132 kV in GIS della stazione di Piosasco; - in corso sistemazione sito HVDC nella stazione di Piosasco - avviata la gara per la fornitura in opera dei cavi ed è in corso la relativa	2019

⁵⁷ Date obiettivo da delibera AEEGSI n.40/2013 e successiva delibera AEEGSI 654/2014.

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzata	Decreto o VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2015	Previsione completamento Opera principale ⁵⁷
									qualifica; si sono verificati diversi guasti che hanno allungato i tempi per la conclusione delle prove stesse	
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Elettrodotto 380 kV "Villanova - Gissi" (Cod. 402-P)	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013 ⁵⁸	-assegnati gli appalti ed aperti i cantieri con l'avvio delle attività in campo il 5 maggio 2014.	2015
	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II (Cod. 502-P)	2003	2003/2006	2006	2009	2010	Campania: 2010	2011	Entrata in servizio a giugno 2014 in assetto provvisorio	2014
							Puglia: 2011			
Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratti aerei, S/E Sorgente, S/E	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2009	2010	SE di Scilla: completata SE di Sorgente: completata sezione GIS 380 kV	2015

⁵⁸ 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.

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzata	Decreto o VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2015	Previsione completamento Opera principale ⁵⁷
	Scilla e S/E Villafranca (Cod. 501-P)								SE di Villafranca: completata realizzazione muri di contenimento e dell'edificio prefabbricato per GIS 380 kV, in corso di completamento il montaggio del GIS 380 kV; in corso di completamento le opere civili di stazione ed il montaggio dell'edificio prefabbricato per GIS 150 kV.	
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratto in cavo marino "Scilla - Villafranca" (Cod. 501-P)				NA	2008	Sicilia: 2008 Calabria: 2009	2009	Completate le fondazioni e il montaggio dei sostegni per l'elettrodotto 380 kV Villafranca – Sorgente, ad eccezione di alcuni sostegni nel comune di Villafranca Tirrena per opposizioni locali Villafranca – Scilla tratto in cavo: concluse le attività di posa, protezione e prova della prima e seconda terna di cavi; Villafranca – Scilla tratto in galleria: in corso attività di scavo galleria di Favazzina	

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzata	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2015	Previsione completamento Opera principale ⁵⁷
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo":- cavo 380 KV "Priolo G.- Melilli" e opere connesse ⁵⁹ (Cod. 603-P)	2006	2007/2008	2009	NA	2009	2010	2011	Melilli - Priolo: ultimata la progettazione esecutiva. Stazione Priolo: montaggi del nuovo impianto GIS 380 kV, in corso la posa dei nuovi cavi 380kV. Stazione Melilli: completati i collegamenti degli ATR 380/220kV ed alcune opere civili di finitura; in corso l'installazione dei servizi ausiliari	2015
Congestioni intrazonali	Elettrodotto 380 kV "Udine O. - Redipuglia" (Cod. 207-P)	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	Ultimata la progettazione esecutiva della linea 380 kV - Completata la realizzazione dei due nuovi stalli linea 380 kV presso la SE di Udine Ovest - In realizzazione la nuova SE 380/220 kV di Udine Sud	2016
	Elettrodotto 380 kV "Trino - Lacchiarella" (Cod. 4-P)	2002	2002/2008	2008	2010	2010	2010	2010	Entrata in esercizio a gennaio 2014	2014

⁵⁹ 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.

Tabella 10 -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	Elettrodotto 380 kV "Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga" (Cod. 302-P)	2005	2005/2009	2009	2014	Da convocare	
	Elettrodotto 380 kV "Gissi - Larino - Foggia" (Cod. 402-P)	2007	2007/2011	2012	In esame VIA		
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino - Benevento" (Cod. 506-P)	2004	2004/2010 ⁶⁰	2010 ⁶²	In esame VIA		2013
	Riassetto rete nord Calabria: Elettrodotto 380 kV "Laino - Altomonte" (Cod. 509-P)	2007	2007/2008	2010	Sospeso esame VIA61		
	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" (Cod. 505-P)	2007	2007/2010	2012	In esame VIA		
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" e opere connesse (Cod. 603-P)	2005	2005/2009	2010	2013	Da convocare	2012
Congestioni intrazonali	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia (Cod. 104-P)	2010	2010/2012	2013			
	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi - Ciminna" (Cod. 604-P)	2004	2004/2010	2011	In esame VIA		

⁶⁰ Le date sono riferite alla tratta Montecorvino - Avellino Nord.

⁶¹ Il Ministero dell'Ambiente con nota prot.1833 del 28/01/2014 ha sospeso il procedimento di VIA, in attesa della conclusione di quello aperto per la revisione della prescrizione 1 del decreto di compatibilità ambientale dell'intervento

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;
- la razionalizzazione rete 380 kV fra Venezia e Padova (elettrdotto 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 veneta⁶²;
- 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' elettrdotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 - Villafranca"), al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili;

5.2 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:

- **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 con 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.

⁶² 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. 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.

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 11 è riportato l'elenco delle principali opere in valutazione con indicazione delle motivazioni ad oggi evidenti; per il dettaglio di queste principali e per il resto delle opere poste in valutazione si rimanda al documento "Stato di avanzamento dei Piani precedenti".

Alla luce di quanto sopra si evidenzia che il capitolo 6 dei Risultati attesi è stato aggiornato di conseguenza.

Tabella 11 - Principali interventi di sviluppo in valutazione

Regione	Codice intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione	Motivazioni
Valle d'Aosta	5-S	Razionalizzazione Valle d'Aosta	Le attività prevedono la ricostruzione della direttrice a 220 kV "Avisé – Villeneuve – Châtillon". L'intervento prevede inoltre interventi sulla rete 132 kV, in particolare: -la nuova stazione 220/132 kV denominata Nus, connessa in entra-esce alla futura direttrice in cavo interrato tra la futura SE 132 kV Pollein e la SE Fenis; -la nuova stazione di smistamento 132 kV denominata Pollein, connessa in entra-esce alla futura direttrice tra SE Villeneuve e la futura SE Nus; -la nuova direttrice 132 kV tra gli impianti di Villeneuve e Fenis; -il potenziamento degli ATR 220/132 kV presso gli impianti di Châtillon, Villeneuve e Valpelline.	Variazione scenario e condizioni al contorno
Piemonte	7-S	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.	Incertezza fattibilità in orizzonte di piano e alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche
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".	Incertezza fattibilità in orizzonte di piano e alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche
Friuli	205-S	Elettrodotto a 380 kV Udine Ovest - Okroglo	L'intervento prevede la realizzazione di una nuova linea di interconnessione 380 kV tra la futura stazione di Udine Sud (IT) ed Okroglo (SI).	Variazione scenario e fattibilità

Regione	Codice intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione	Motivazioni
Lombardia	114-S	Razionalizzazione 380 – 132 kV di Brescia	Le attività riguardano la realizzazione di: una nuova stazione 380/132 kV alla quale saranno raccordate e riconfigurate le linee 132 kV presenti nell'area; nuovi collegamenti RTN a 380 kV che, a partire dalla nuova stazione, colleghino sul sistema 380 kV l'utenza altamente Alfa Acciai attualmente connessa alla rete 132 kV. nuovo collegamento tra la stazione di S.Eufemia, la CP Ziziola e la stazione 380/132 kV	Variazione scenario e fattibilità
Lombardia	112-S	Razionalizzazione Valtellina (Fase B)	Media 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).	Variazione scenari e Incertezza fattibilità in orizzonte di piano
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).	Incertezza fattibilità in orizzonte di piano e alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche
Lombardia/Emilia Romagna	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.	Incertezza fattibilità in orizzonte di piano e variazione scenari
Toscana	305-S	Razionalizzazione di Arezzo	Elettrodotto 380 kV S.Barbara – Monte S.Savino e SE 380 kV Monte S. Savino e linee 132 kV in provincia di Arezzo	Variazione scenario e fattibilità (criticità autorizzative)

Regione	Codice intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione	Motivazioni
Marche/Abruzzo	403-S	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	Incertezza fattibilità in orizzonte di piano e alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche
Campania	504-S	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Cavi 150 kV «Sorrento-Castellammare e Scafati-Torre Centrale	Variazione scenario
Campania	516-P	Interconnessione Isole Campane	SE 150 kV Ischia e collegamento in cavo Cuma-Ischia	Variazione scenario
Campania/Basilicata	503-S	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.	Incertezza fattibilità in orizzonte di piano e incertezza condizioni al contorno
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	Incertezza fattibilità in orizzonte di piano e incertezza condizioni al contorno
Sicilia	607-S	Elettrodotto 220 kV Partinico - Fulgatore	Realizzazione nuovo elettrodotto 220 kV Partinico - Fulgatore	Variazione scenario e condizioni al contorno
Sardegna/Toscana	301-S	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.	Variazione scenari e incertezza condizioni al contorno e fattibilità
Sardegna	704-S	Riclassamento 150 kV Taloro-Goni	Riclassamento a 150 kV tra le SE di Taloro e Goni sfruttando asset a 70 kV esistenti.	Variazione scenario e condizioni al contorno

6 Risultati attesi

Nel presente capitolo sono riportati i risultati attesi degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione previsti dal Piano di Sviluppo 2015 e dai Piani precedenti, in termini di:

- incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero
- riduzione delle congestioni interzonal
- 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.

6.1 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 trasporto per lo scambio di energia con i Balcani per circa 1.000 MW e con la frontiera settentrionale per circa 2.000 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'Ile");
- sulla frontiera austriaca (nuova interconnessione con la rete a 380 kV in Veneto).

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 di trasporto con l'estero per circa 2.500 MW complessivi.

6.2 Riduzione delle congestioni interzonal

Si riportano di seguito gli interventi di sviluppo più significativi in termini di riduzione delle congestioni interzonal:

- 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;
- la rimozione limitazioni su asset esistenti consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Centro Sud-Centro Nord;

⁶³ 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.

- il raddoppio della dorsale adriatica , la realizzazione degli elettrodotti 380 kV Deliceto - Bisaccia e Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II permetteranno di incrementare 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; ulteriori incrementi dei limiti di scambio rispetto a quanto riportato in Tabella 12 saranno possibili con la realizzazione di interventi di potenziamento della rete siciliana.

Nella Tabella 12 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale⁶⁵. 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 12 – Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato⁶⁶ (MW)

Sezione interzonale	Infrastruttura chiave	Codice intervento	2014	Con sviluppo
Nord→ Centro Nord	Calenzano- Colunga	302-P	3.700	+400
Centro Nord → Nord	Calenzano- Colunga	302-P	1.200	+400
Centro Nord → Centro Sud	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	432-P (ex 914-N)	1.300	+600
Centro Sud → Centro Nord	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	432-P (ex 914-N)	2.700	+600
Sud→ Centro Sud	Foggia-Villanova	402-P	4.250 ⁶⁷	+1.200 ⁶⁸
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
	Montecorvino-Avellino-Benevento	506-P		
Sicilia→Sud	Sorgente- Rizziconi	501-P	250 ⁶⁹	+950
Sud→Sicilia	Sorgente- Rizziconi	501-P	100	+1.000
Foggia->Sud	Foggia-Villanova	402-P	2.400 ⁶⁷	+500
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
Brindisi->Sud	Foggia-Villanova	402-P	5.200 ⁶⁷	+500
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
Rossano->Sud	Riassetto rete nord Calabria	509-P	2.450 ⁷⁰	+700
	Montecorvino-Avellino-Benevento	506-P		
Priolo->Sicilia	Paternò Priolo	603-P	1.250 ⁷¹	+500

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente Piano consentiranno pertanto un significativo incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato, permettendo di migliorare l'affidabilità

⁶⁵ I valori 2014 riportati si riferiscono alla situazione diurna invernale, eccetto che per le sezioni Nord- Centro Nord , Centro Nord – Nord e Centro Nord - Centro Sud relativamente alle quali i valori si riferiscono alla situazione invernale corrispondente al fabbisogno residuo zonale più alto come riportato nel documento “Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato” Rev 19 del 16/04/2014 disponibile sul sito Terna <http://www.terna.it>

⁶⁶ I valori indicati per i poli di produzione di Brindisi, Foggia, di Rossano e di Priolo si riferiscono ai benefici potenziali negli scenari previsti di piano in termini di incremento della capacità di scambio sulla sezione critica corrispondente alla porzione di rete su cui insiste il polo.

⁶⁷ Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e delle relative risorse completamente disponibili.

⁶⁸ Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 380 kV, anche l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza nel nodo di Bisaccia.

⁶⁹ Tale limite vale 600 MW con un gruppo da 370 MVA in servizio a S. Filippo del Mela asservito al dispositivo EDA.

⁷⁰ Con il sistema di teledistacco delle centrali del Polo di Rossano e delle relative risorse completamente disponibili.

⁷¹ Con il dispositivo di teledistacco delle centrali del Polo di Priolo e delle relative risorse completamente disponibile.

della rete, di ridurre la frequenza di separazione del mercato consentendo un maggior utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale.

Nella Figura 66 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2019 ed al 2024 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.

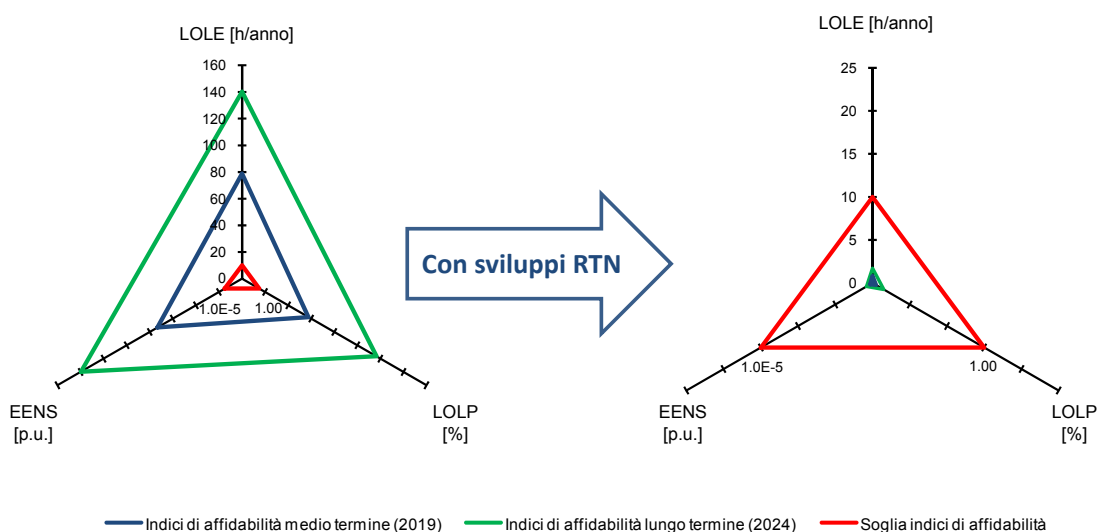


Figura 66 - Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

6.3 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. Nel corso dell'ultimo anno si è confermato l'aumento della capacità produttiva da impianti eolici e fotovoltaici anche se con un trend più contenuto rispetto a quello degli ultimi anni, con un incremento di circa 0,5 GW nel 2014.

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 13 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 13 – Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Categoria	Interventi	Codice intervento	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	302-P 432-P (ex 914-N)	550
	Elettrodotto 380 kV “Foggia Villanova”	402-P	700
	Elettrodotto 380 kV “Montecorvino – Avellino N –Benevento II”	506-P	650
	Elettrodotto 380 kV “Deliceto-Bisaccia”	505-P	350
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	509-P 525-P	1.000
	Elettrodotto 380 kV “Sorgente – Scilla – Rizziconi” e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	501-P 619-P 604-P 602-P 603-P	1.150
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	510-P 414-P 505-P 519-P	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.

6.4 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 Rete⁷² nonché una minore fluttuazione dello stesso.

6.5 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 perdite sulla RTN leggermente inferiore a quanto precedentemente stimato. In particolare si valuta che il valore di riduzione delle perdite possa raggiungere circa 180 MW⁷³ alla punta di carico, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.100 GWh/anno.

6.6 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

⁷² Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, capitolo 1, paragrafo 1B.3.2.

⁷³ In tale valore non è compreso l'eventuale contributo degli interventi di sviluppo di interconnessione dell'Italia con l'estero

perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.100 GWh/anno (cfr. paragrafo 6.5). 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 interzonal 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 8.000.000 [tCO₂/anno].

Come descritto nel paragrafo 6.3, 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 e AAT funzionali alla riduzione dei vincoli di produzione da FRNP. Il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte rinnovabile per circa 5.500 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica⁷⁴, corrispondono a un'energia di circa 12.650 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 7.000 [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 8,5 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 15,5 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

6.7 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 67) 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 (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 interzonal ed in termini di benefici determinati dal riassetto degli equilibri di mercato.

⁷⁴ 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.



Figura 67 - Flussi di energia attesi su MGP nel medio periodo⁷⁵

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 un flusso predominante da Sud verso il Nord, a cui si somma il contributo del collegamento col Montenegro verso la zona Centro Sud del sistema italiano.

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;

⁷⁵ 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.

- per la prima volta quest'anno nelle simulazioni si osserva un export netto verso la Grecia dalla zona Sud principalmente dovuto alla maggiore competitività del mix produttivo italiano rispetto a quello greco specialmente nelle ore solari;
- 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 328 TWh e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 23 GW di fotovoltaico e circa 13 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 circa 4 €/MWh. In particolare i previsti interventi di potenziamento dell'interconnessione della Sicilia con il continente consentono una riduzione del prezzo zonale in Sicilia di circa 20 €/MWh.

6.8 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 14 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. paragrafo 5.2).

Nel complesso risultano programmate 94 nuove stazioni, mentre la capacità di trasformazione si incrementerà di oltre 14.000 MVA.

Tabella 14 - Riepilogo interventi sulla RTN

	300-500kV,HVDC	200-300kV	120-150kV	Totale
Nuove Stazioni (N.)				
Totale	29	14	51	94
Medio termine	23	9	39	71
Lungo Termine	6	5	12	23
Potenza di Trasformazione (MVA)				
Totale	12.950	1.360	n.d.	14.310
Medio termine	10.100	1.430	n.d.	11.530
Lungo Termine	2.850	-70	n.d.	2.780
Elettrodotti (km di terve)				
Totale	3.400	-711	1.682	4.370
Medio termine	2.930	-475	1.747	4.202
Lungo Termine	470	-236	-65	169

Si stima, inoltre, che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 3.400 km⁷⁶ e quella a 220 kV si ridurrà di circa 700 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 4.400 km.

⁷⁶ 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.

In particolare rispetto all'anno passato sul livello di tensione 220 kV si ha una riduzione delle demolizioni di circa 200 km per la collocazione dei relativi interventi in valutazione, analogamente anche i km di 380 kV nell'orizzonte di piano si riducono di 300 Km, il 132 kV resta pressoché invariato e le nuove stazioni sono in riduzione per circa 20 impianti.

Con la realizzazione degli interventi di sviluppo previsti nel PdS 2015 e nei Piani precedenti, sarà possibile ridurre gli attuali livelli di impegno della rete, a vantaggio della sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione.

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.

Delibera 40/2013 - 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 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 agosto 2013, n. 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.

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

¹ Composto da sette membri con carica triennale.

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 2015 dalla delibera 653/2014/R/eel. 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 extraremunerazione pari a quella della tipologia I³.

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

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.

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; prevede poi che, con proprio decreto, il Ministro dello sviluppo economico individui 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 predispone, 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.

È prevista dal Piano anche l'adozione di misure per favorire i procedimenti autorizzativi e 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.

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 (SEN). La SEN definisce le linee di sviluppo del settore energetico, quale elemento chiave per la crescita economica sostenibile del Paese.

Il documento individua le priorità della politica energetica italiana, tra cui lo sviluppo sostenibile delle fonti energetiche rinnovabili e lo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico.

Per quanto riguarda il potenziamento delle infrastrutture e del mercato elettrico vengono individuati alcuni obiettivi tra i quali l’allineamento dei prezzi e dei costi dell’energia al livello europeo e 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 punta 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, si ritiene 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 sono 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 attesi la riduzione dei relativi costi, 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.

Legge 21 dicembre 2001 n. 443 (c.d. Legge Obiettivo)

La legge n. 443/01, detta "Legge obiettivo" e le successive disposizioni contenute nel D.lgs. n. 163/06, che ha abrogato il precedente D.lgs. n. 190/02 di attuazione della "Legge obiettivo" disciplinano un procedimento autorizzativo cui sono sottoposti i progetti relativi a opere definite strategiche e di preminente interesse statale individuate di intesa con le singole Regioni interessate, a mezzo di un Programma aggiornato annualmente e predisposto da Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti previo parere del CIPE ed intesa della Conferenza Unificata Stato – Regioni – Autonomie locali.

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).

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

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, esse 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.

Dall'avvio del procedimento di autorizzazione, fino a un massimo di tre anni prorogabili di un anno (vedasi d.l. 91/14), è sospesa ogni determinazione comunale in ordine alle domande di permesso di costruire nell'ambito delle aree potenzialmente impegnate.

In caso di mancato raggiungimento dell'intesa con le regioni interessate, è previsto il ricorso ad un comitato interistituzionale composto pariteticamente da rappresentanti ministeriali e regionali per il rilascio dell'intesa.

"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".

Non è richiesta l'autorizzazione bensì la Denuncia di inizio attività al Ministero dello Sviluppo Economico per:

- le varianti di lunghezza fino a 1.500 metri, ovvero 3.000 metri qualora non ricadenti, neppure parzialmente, in aree naturali protette, e che utilizzino il medesimo tracciato della linea esistente ovvero che se ne discostino massimo fino a 60 metri lineari;
- le varianti all'interno delle stazioni elettriche che non comportino aumenti della cubatura degli edifici, ovvero che comportino aumenti di cubatura strettamente necessari alla collocazione di apparecchiature o impianti tecnologici al servizio delle stazioni stesse, comunque non superiori del 30 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.

Infine, non necessitano di alcuna autorizzazione né denuncia di inizio attività 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.

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

La legge introduce la tipologia degli *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.

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.

Il decreto disciplina le modalità di svolgimento della Valutazione di impatto Ambientale cui sono sottoposte alcune tipologie di progetti e della Valutazione Ambientale Strategica.

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 occorre preventivamente svolgere la VAS.

È stato poi 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 il 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. Nel 2013 con l'entrata in vigore del Regolamento n. 347/2013 che reca gli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans europee, è stato introdotto l'obbligo di sottoporre il piano di sviluppo della rete di ENTSO-E ad un'analisi costi benefici utilizzando la metodologia prescritta dal medesimo regolamento, applicabile anche ai Progetti di Interesse Comune.

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 2004/8/CE 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*"), nei limiti di 5,12 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 del 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 elaborati dall'ACER.

I progetti di interesse comune saranno ammissibili al sostegno finanziario dell'UE sotto forma di contributi a fondo perduto per studi e realizzazioni e di strumenti finanziari definiti nell'ambito del regolamento n.1316/2013 che istituisce il 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 5.85 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 selezionabili per i finanziamenti previsti dal CEF.

Regolamento Delegato n. 1391/2013 che modifica il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee relativamente all'elenco dell'Unione dei progetti di interesse comune.

Il regolamento reca il primo elenco europeo di progetti di interesse comune adottato per il corridoi prioritari di cui all'allegato I del regolamento (UE) n. 347/2013, per il settore elettrico e per il settore del gas.

Direttiva 2014/52/UE del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

La Direttiva, che dovrà essere recepita entro il 16 maggio 2017, è stata adottata per porre rimedio ad alcune carenze rilevate nell'applicazione della Direttiva VIA.

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.

Regolamento n.256/2014 del 26 febbraio 2014 sulla comunicazione alla Commissione di progetti di investimento nelle infrastrutture per l'energia nell'Unione europea che sostituisce il regolamento (UE, Euratom) n. 617/2010 del Consiglio e abroga il regolamento (CE) n. 736/96 del Consiglio

Il nuovo Regolamento sostituisce il precedente Regolamento n.617/2010 in quanto annullato dalla Corte di Giustizia UE (sentenza 6 settembre 2012, causa C-490/10) per un'errata base giuridica ovvero l'adozione in base all'art.337 del TFUE anziché in base all'art.194 del TFUE. Ciò ha comportato l'errata adozione del Regolamento 617/2010 con una procedura di semplice consultazione del Parlamento Europeo anziché la procedura legislativa ordinaria con pieno coinvolgimento del Parlamento Europeo, trattandosi di un provvedimento attuativo in materia di energia.

Le disposizioni del Regolamento sono rimaste invariate: prevedono che i Gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia comunichino ogni due anni, entro il 31 luglio, i dati relativi ai progetti infrastrutturali che intendono realizzare entro il 1° giugno di ciascun anno di riferimento.

Il nuovo Regolamento, entrato in vigore il 9 aprile 2014, fissa al 2015 il primo anno di riferimento.

Comunicazione recante la Strategia Europea in materia di sicurezza energetica (COM (2014) 330 del 28 maggio 2014).

Anche in conseguenza delle tensioni Russia Ucraina e degli impatti nelle forniture di gas per l'UE, la Commissione Europea con la comunicazione in oggetto ha proposto una serie di azioni da realizzare nel breve, nel medio e nel lungo periodo per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE nei prossimi cinque anni. La Strategia e le misure in essa previste, si collegano nel concreto agli interventi che saranno adottati nei prossimi mesi in attuazione del nuovo Quadro Politico Clima ed energia al 2030 approvato dal Consiglio Europeo dei capi di stato e di governo del 23 ottobre 2014.

Pacchetto di misure della Commissione UE in materia di aiuti di stato nei settori della tutela dell'ambiente e dell'energia per il periodo 2014-2020."

A seguito della comunicazione del 5 novembre 2013, dal titolo "Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica sfruttando al massimo l'intervento pubblico", accompagnata da un pacchetto di misure recanti principi e linee guida per valutare l'intervento pubblico in materia di meccanismi di capacità e sostegno alle fonti energetiche rinnovabili, la Commissione Europea ha pubblicato a giugno 2014 i propri orientamenti in materia di Aiuti di Stato nei settori della tutela dell'ambiente e dell'energia per il periodo 2014-2020. Gli orientamenti europei intervengono in

tema di incentivi alle fonti energetiche rinnovabili, mercato della capacità di generazione e recano alcuni principi anche in tema di infrastrutture energetiche.

Comunicazione del 13 ottobre 2014, recante il rapporto sul completamento del mercato interno dell'energia COM (2014) 634.

La Commissione Europea analizza i progressi nel perseguimento del mercato interno dell'energia elettrica, sia in termini di risultati conseguiti rispetto agli obiettivi prefissati nel 2011 che di interventi da porre nel prossimo futuro. In particolare in tema di integrazione dei mercati energetici la Commissione Europea osserva che occorre investire nelle reti del futuro, specialmente in materia di smart grid, incrementare l'obiettivo di interconnessione al 15% entro il 2030, contro l'attuale 8%, porre fine all'isolamento energetico di alcuni paesi, in particolare i paesi baltici, e contribuire alla diversificazione dell'approvvigionamento energetico degli stati membri. Inoltre ribadisce l'importanza del quadro regolatorio stabile per l'integrazione dei mercati anche attraverso l'implementazione dei codici di rete.

1.3 Atti normativi emanati nel corso del 2014

PAEE 2014 (Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica)

Tale documento è adottato ai sensi dell'articolo 14 della direttiva 2012/27/UE, che prevede la trasmissione alla Commissione ogni tre anni di un piano che descriva le misure significative di miglioramento dell'efficienza energetica varate e i risparmi di energia attesi e/o conseguiti, inclusi quelli nella fornitura, trasmissione e distribuzione dell'energia nonché negli usi finali della stessa, in vista del conseguimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica..

Per quanto attiene le attività di trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia e della gestione della domanda, si prevede: l'eliminazione degli incentivi che pregiudicano l'efficienza energetica delle tariffe, l'introduzione di segnali di prezzo nelle tariffe di rete per l'incremento dell'efficienza energetica e stimolare la partecipazione della domanda, la rimozione delle discriminazioni della domanda nella partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi (bilanciamento e dispacciamento), il miglioramento delle disposizioni per la connessione alla rete della cogenerazione ad alto rendimento, misure per la partecipazione degli aggregatori al mercato dei servizi, l'introduzione di servizi messi a disposizione degli operatori di rete per consentire agli utenti di attuare misure di miglioramento dell'efficienza energetica, incentivi agli operatori di rete a migliorare l'efficienza dell'infrastruttura, la classificazione e la pubblicazione della priorità di dispacciamento.

Decreto del Ministero dello Sviluppo economico 31 Gennaio 2014, di attuazione dell'articolo 42 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore elettrico di competenza del Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.a.

Il decreto disciplina le modalità con cui i gestori delle reti di distribuzione e di trasmissione svolgono un ruolo di supporto al GSE, nell'esercizio delle funzioni di controllo e verifica sugli impianti ammessi agli incentivi.

Decreto Legge 24 Giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, convertito con legge 11 agosto 2014, n. 116.

Il decreto legge, come modificato dalla legge di conversione, interviene sulla disciplina delle procedure autorizzative degli interventi sulla RTN, prevedendo alcune semplificazioni autorizzative sia in merito all'allungamento del periodo coperto dalla clausola di salvaguardia, sia con riferimento agli interventi soggetti a DIA ministeriale.

Il decreto prevede poi un regime di essenzialità, per la cui disciplina attuativa rinvia a provvedimenti dell'AEEG, per gli impianti di produzione in Sicilia con potenza superiore a 50MW fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto "Sorgente-Rizziconi".

Il decreto prevede inoltre che i titolari di impianti fotovoltaici optino o per una rimodulazione nel tempo degli incentivi previsti o per una riduzione degli stessi.

Dispone, infine, la revisione da parte dell'AEEG della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, affinché sia "basata esclusivamente su criteri di costi efficienti" e, per RIU, SEU e SESEU, l'applicazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, limitatamente alle parti variabili, all'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5% dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete.

Decreto del Ministero dello sviluppo economico 30 giugno 2014, di attuazione dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379.

Con il decreto ministeriale 30 giugno 2014, è approvata la disciplina del mercato della capacità produttiva di energia elettrica e si dà attuazione all'articolo 2 del d.lgs. 379/03 che ha previsto l'introduzione di un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia.

Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, recante attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

Il decreto prevede una serie di misure per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico pari a 20 milioni di tep di energia primaria e 15,5 milioni di tep di energia finale entro il 2020 e per il recepimento di quanto previsto dalla direttiva 2012/27/UE.

Il decreto prevede che le tariffe di rete debbano rispecchiare *"i risparmi di costi nelle reti imputabili alla domanda e a misure di gestione della domanda e di produzione distribuita, compresi i risparmi ottenuti grazie alla riduzione dei costi di consegna o degli investimenti nelle reti e a un funzionamento migliore di quest'ultime"*.

"La regolamentazione e le tariffe di rete non impediscono agli operatori di rete o ai rivenditori al dettaglio di rendere disponibili servizi di sistema nell'ambito di misure di risposta e gestione della domanda e di generazione distribuita sui mercati organizzati dell'energia elettrica."

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nel rispetto delle esigenze di sicurezza dei sistemi, contemperando i costi e i benefici connessi, provvede tra le altre cose:

- d) ove necessario, ad aggiornare entro il 30 giugno 2015 *"la disciplina di accesso e uso della rete elettrica"*, in conformità ai criteri di efficienza energetica per la regolamentazione delle reti dell'energia e per le tariffe della rete elettrica e ai requisiti di efficienza energetica per i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione.
- e) su indirizzo del Ministero dello sviluppo economico, *"a consentire la partecipazione della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della cogenerazione ad alto rendimento e della domanda al mercato dell'energia e dei servizi, stabilendo i requisiti e le modalità di partecipazione delle singole unità di consumo e di produzione"*;
- f) su indirizzo del Ministero dello sviluppo economico, *"a regolare l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema, definendo le modalità tecniche con cui i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, sulla base dei requisiti tecnici di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati"*;
- g) su indirizzo del Ministero dello sviluppo economico, *"ad adottare disposizioni affinché, nei vincoli derivanti dalle esigenze di sicurezza, il dispacciamento dell'energia elettrica sia effettuato con precedenza, a parità di offerta economica, nell'ordine, a fonti rinnovabili"*

non programmabili, altri impianti da fonti rinnovabili e impianti di cogenerazione ad alto rendimento”.

L’Autorità, entro il 31 dicembre di ogni anno, dal 2015, redige una relazione sulle modalità di attuazione e la sottopone al Ministero dello sviluppo economico e alle competenti Commissioni parlamentari.

Decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, recante misure urgenti per l’apertura dei cantieri, convertito con legge 11 novembre 2014, n. 164.

Il decreto prevede il raccordo del termine di decorrenza della validità degli atti autorizzativi e degli atti endoprocedimentali rilasciati in Conferenza di servizi.

Inoltre, circoscrive i casi in cui le amministrazioni possono revocare i propri provvedimenti a favore di una maggior certezza degli atti adottati. In particolare, la revoca sarà ammessa per sopravvenuti motivi di pubblico interesse e per mutamento della situazione di fatto solo quando non prevedibile al momento dell’adozione dell’atto. Invece, viene escluso, per i casi di provvedimenti di autorizzazione o di attribuzione di vantaggi economici, che una nuova valutazione dell’interesse pubblico originario possa costituire presupposto per la revoca.

Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 ottobre 2014, recante “integrazioni al decreto 19 dicembre 2013 concernente le modalità e i criteri per le importazioni di energia elettrica per l’anno 2014”.

Il decreto prevede, ad integrazione del decreto 19 dicembre 2013 sulle modalità e i criteri per le importazioni di energia elettrica in Italia per il 2014, che Terna riconosca per l’anno 2014 una riserva di 50 MW sulla capacità di transito dell’Italia con l’estero a favore dello Stato di Città del Vaticano, attraverso una quota di ripartizione dei proventi delle assegnazioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla frontiera francese.

Legge 23 dicembre 2014 n. 190, recante “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di stabilità 2015)”.

La legge di stabilità, in vigore dal 1 Gennaio 2015, disciplina le modalità di inserimento delle reti elettriche in alta e altissima tensione e delle relative porzioni di stazioni di proprietà di Ferrovie dello Stato o di società dalla stessa controllate nella Rete di Trasmissione Nazionale e di acquisizione dei suddetti asset da parte di Terna. Ferrovie dello Stato Italiane è chiamata a fornire all’Autorità per l’energia elettrica le informazioni necessarie alla definizione del valore degli asset oggetto di acquisizione e dei relativi costi operativi riconosciuti. Ad esito dell’acquisizione delle porzioni di rete, i provvedimenti concernenti i suddetti beni si intendono emessi validamente ed efficacemente a favore dell’acquirente o di un veicolo societario appositamente costituito ed il gestore del sistema di trasmissione nazionale adotta gli eventuali adempimenti conseguenti.

1.4 Delibere AEEGSI emanate nel corso del 2014

Delibera 6/2014/R/eel: Avvio di un procedimento per l’integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva

Con la delibera 6/2014/R/eel, considerato quanto previsto dalle deliberazioni ARG/elt/98/11 e 375/2013/R/eel nonché dall’art.1, comma 153 della legge 147/13, l’Autorità ha avviato un procedimento:

- per la costituzione di un segmento del mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità;
- per rimodulare il meccanismo transitorio di cui all’art. 5 del decreto legislativo 379/03, al fine di renderlo coerente con gli obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura di

adeguati servizi di flessibilità nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico.

Delibera 66/2014/R/eel: Regime transitorio per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza

Con la delibera 66/2014/R/eel, l'Autorità, nelle more della piena operatività del meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di cui all'Allegato A73, approvato con delibera 483/2013/R/eel, introduce un regime transitorio per il periodo aprile-novembre 2014, in base al quale i test di verifica sulla funzionalità del servizio hanno luogo a partire da luglio 2014, la regolazione economica del servizio fornito tra il periodo di abilitazione dell'UP ed ottobre 2014 è effettuata a novembre 2014, e, in caso di esito negativo dei test effettuati da Terna, è prevista l'applicazione del regime dell'Allegato A73.

Delibera 469/2013/R/eel recante Accertamento dello stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativi al primo semestre dell'anno 2013 e delibera 259/2014/R/eel recante Accertamento dello stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, relativi al secondo semestre dell'anno 2013

Con tali provvedimenti l'Autorità ha accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativo all'anno 2013.

In particolare con la delibera 469/2013/R/eel l'Autorità:

- ha accertato 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;
- ha riconosciuto 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.

Con la delibera 259/2014/R/eel, l'Autorità ha accertato il raggiungimento delle *milestone* degli interventi strategici I=3 previste per il secondo semestre 2013, incluse le *milestone* relative ad anni successivi e conseguite in anticipo, ed il superamento della soglia del 70% del valore convenzionale complessivo delle suddette *milestone*. In base a tali risultati, viene riconosciuta al gestore della rete di trasmissione nazionale l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso afferenti agli investimenti I=3 esistenti al 31 dicembre 2013, a valere sulle tariffe di trasmissione relative all'anno 2015.

Delibera 654/2014/R/eel: Aggiornamento delle *milestone* e delle date obiettivo degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Con tale provvedimento l'Autorità ha provveduto all'aggiornamento delle *milestone* e delle date obiettivo degli investimenti strategici di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale. Il provvedimento conclude le valutazioni dell'Autorità relativamente alla proposta Terna ed aggiorna, ai sensi dell'art. 26.4 del TIT e per ciascuno degli interventi ammessi al meccanismo di incentivazione all'accelerazione e al meccanismo di penalità: (a) la data obiettivo e le modalità di accertamento del suo conseguimento; (b) le *milestone* e le relative modalità di accertamento del conseguimento; (c) il valore convenzionale di ogni *milestone*.

In particolare, la delibera:

- con riferimento all'intervento "Interconnessione HVDC Italia-Balcani", sospende provvisoriamente l'intervento dal novero degli investimenti I=3 e dispone la presentazione, da

parte di Terna, entro il 31 maggio 2015, di un quadro aggiornato e completo degli elementi informativi di natura autorizzativa, progettuale e di finanziamento, con evidenza dei conseguenti benefici in termini di minore onerosità tariffaria attesa in relazione all'intervento;

- con riferimento all'intervento "Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova", sospende provvisoriamente l'intervento dal novero degli investimenti I=3, prevedendone la riammissione successivamente alla nuova pianificazione di massima dello stesso.

Delibera 265/2014/R/eel: Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete

Con tale provvedimento l'Autorità:

- approva, con modifiche, le proposte di revisione del Codice di rete formulate da Terna ai fini dell'introduzione del Market coupling. Le modifiche richieste dall'Autorità sono le seguenti:
 - il programma di riferimento rispetto al quale gli utenti del dispacciamento dovranno formulare le offerte valide per la fase di programmazione del MSD può essere pari o al programma MI1 o al programma MI2;
- posticipa dal 30 giugno al 30 settembre 2014 il termine per l'invio all'Autorità della nuova proposta di suddivisione della rete rilevante in zone valida per il triennio 2015-2017;
- elimina le offerte di vendita e acquisto che Terna può presentare sul mercato del giorno prima in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale (art. 70.4 della deliberazione n. 111/06).

Inoltre, l'Autorità ritiene opportuno accogliere la proposta di introdurre un'ulteriore sessione di MI e conseguentemente di MSD, già sottoposta a consultazione pubblica.

Delibera 301/2014/R/eel recante la Disciplina delle procedure per l'approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili e proroga semestrale dei contratti vigenti, Delibera 566/2014/R/eel recante la Disciplina finale per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità e Delibera 578/2014/R/eel recante l'approvazione del regolamento delle procedure di approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità e del contratto standard per l'erogazione dei medesimi servizi

Con tali provvedimenti l'Autorità ha definito le procedure per l'approvvigionamento delle risorse interrompibili.

In particolare, con la delibera 301/2014/R/eel l'Autorità ha disposto la proroga per il secondo semestre dell'anno 2014 dei contratti per il servizio di interrompibilità attualmente in essere nei trienni precedenti, fatta salva la facoltà di recesso da parte dei clienti interrompibili da esercitarsi entro il 24 giugno 2014.

La delibera ha inoltre disciplinato le procedure di approvvigionamento a termine da parte di Terna delle risorse di interrompibilità istantanea e di emergenza con efficacia a decorrere dal 1° gennaio 2015, rinviando la definizione di taluni parametri (quali il premio e la quantità massima di potenza interrompibile approvvigionabile) ad un successivo pronunciamento dell'Autorità sulla base degli indirizzi del Parlamento e del Governo.

Successivamente, con le delibere 566/2014/R/eel e 578/2014/R/eel, l'Autorità, tenendo conto degli indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico, ha consolidato l'impianto della disciplina dei servizi di interrompibilità di cui alla deliberazione 301/2014/R/eel. In particolare, con la delibera 566/2014/R/eel, l'Autorità:

- ha fissato il premio di riserva per l'assegnazione di capacità interrompibile istantaneamente pari a 135.000 euro/MW/anno;

- ha fissato il premio di riserva per l'assegnazione di capacità interrompibile di emergenza pari a 90.000 euro/MW/anno;
- ha stabilito in 3.300 MW la quantità massima approvvigionabile;
- ha incrementato da due terzi a tre quarti la quantità di potenza da allocare sull'asta triennale;
- ha stabilito che Terna possa procedere ad assegnazioni mensili esclusivamente nei mesi in cui ritenga necessario reintegrare, in base alle proprie esigenze, le quantità mensili riacquistate dagli assegnatari;
- ha recepito alcuni vincoli alla partecipazione alle procedure concorsuali imposte dagli indirizzi del Mise;
- ha previsto che la parte variabile della remunerazione legata ai distacchi venga corrisposta mensilmente sulla base degli effettivi distacchi effettuati e accertati da Terna nel mese.

Con la deliberazione 578/2014/R/eel, l'Autorità ha poi approvato il Regolamento delle procedure di approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità per il triennio 2015-2017 e il modello di contratto standard per l'erogazione di tali servizi, così come trasmessi da Terna. Il provvedimento ha inoltre introdotto alcune modifiche alla deliberazione 301/2014/R/eel, per tenere conto della proposta contenuta nel Regolamento inviato da Terna, in base alla quale, nel caso in cui il quantitativo complessivamente offerto dai partecipanti alla procedura per l'assegnazione del prodotto di durata triennale sia pari o superiore al quantitativo complessivamente disponibile per l'assegnazione nel triennio, Terna procederà ad assegnare l'intero quantitativo su base triennale, senza procedere, per il primo anno del triennio, ad organizzare la procedura di approvvigionamento del prodotto annuale.

Delibera 320/2014/R/eel: Proposta, al Ministero dello Sviluppo economico, per l'integrazione della disciplina del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità rispetto alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico

Con la deliberazione 320/2014/R/eel, l'Autorità ha formulato al Ministero dello Sviluppo Economico una proposta di rimodulazione del meccanismo transitorio per l'approvvigionamento a termine di capacità produttiva idonea a fornire adeguati servizi di flessibilità su base triennale, con riferimento al periodo 2015-2017.

In particolare, sulla base dei criteri già espressi con il DCO 234/2014/R/EEL, l'Autorità propone al Ministero di prescrivere a Terna:

- di organizzare le procedure concorsuali per l'approvvigionamento di capacità e la stipula di contratti standard per il triennio 2015-2017, al fine di soddisfare il fabbisogno definito dall'Autorità;
- di predisporre una proposta recante le modalità tecniche, economiche e procedurali per la conclusione dei contratti standard, da sottoporre a preventiva verifica di conformità da parte dell'Autorità. Tale proposta deve essere corredata da uno schema di contratto standard, uno schema di regolamento delle procedure concorsuali, la metodologia di calcolo degli strike price in acquisto e in vendita, gli elementi funzionali al calcolo, da parte dell'Autorità, del cap al premio da riconoscere in esito all'asta, una proposta concernente un sistema di verifiche e penalità volte a identificare e penalizzare eventuali inadempimenti contrattuali.

I valori massimi o minimi dei parametri tecnici di funzionamento che devono essere soddisfatti dalla capacità produttiva per fornire adeguati servizi di flessibilità sono definiti dall'Autorità.

Infine, con riferimento al mercato della capacità a regime, l'Autorità ritiene opportuno procedere prioritariamente, con successivo provvedimento, con la riforma del MSD delineata nel DCO

557/2013/R/EEL, e prevedere in un momento successivo l'eventuale integrazione del mercato della capacità con un segmento di mercato per la negoziazione dei prodotti flessibili.

Delibera 421/2014/R/eel: Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Con tale provvedimento l'Autorità ha adottato alcuni ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, approvando la versione aggiornata dell'Allegato A.72, "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", la cui applicazione è stata prevista a partire dal 1° settembre 2015. L'Autorità ha, tra l'altro, previsto:

- che le imprese distributrici siano tenute ad implementare un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del tele distacco entro il 1° settembre 2015;
- un programma di retrofit, per gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW già connessi o da connettere in media tensione, per i quali sia stata presentata richiesta di connessione in data antecedente al 1° gennaio 2013;
- che Terna valuti soluzioni ulteriori rispetto a quelle attualmente disponibili e a quelle che si renderanno disponibili in attuazione del provvedimento, al fine di fronteggiare le eventuali future criticità, dandone comunicazione all'Autorità;
- che le interruzioni conseguenti al RIGEDI non debbano comportare i rimborsi automatici previsti dalla regolazione della qualità per i distributori e non debbano contribuire al computo dell'energia non fornita di riferimento per Terna, richiedendo pertanto alla Società di modificare l'Allegato A. 54 al Codice di rete recante "*Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale*".

Delibera 424/2014/R/eel: Proroga della validità della suddivisione della rete rilevante in zone in vigore per il triennio 2012-2014 all'anno 2015

Con tale provvedimento, l'Autorità proroga per l'anno 2015 la configurazione zonale vigente per il triennio 2012-2014 e rimanda a successivo provvedimento la fissazione del termine per l'invio all'Autorità della nuova proposta per la definizione di una nuova configurazione zonale per il triennio 2016-2018.

Delibera 426/2014/R/eel: Integrazioni e modifiche alla regolazione relativa ai sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC)

Con tale provvedimento, l'Autorità ha fornito alcune precisazioni in merito all'applicazione del Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) di cui alla deliberazione 578/2013/R/eel.

Il provvedimento è volto a chiarire alcuni dei requisiti previsti dalla regolazione ai fini del rilascio da parte del Gestore dei Servizi Energetici della qualifica di Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC) come Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) e come Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU).

Delibera 446/2014/R/com: Criteri e metodologie per la valutazione degli investimenti infrastrutturali e per il riconoscimento di incentivi in relazione ai rischi più elevati affrontati da progetti infrastrutturali di interesse comune nei settori dell'elettricità e del gas naturale

Il provvedimento è stato pubblicato a seguito dell'adozione della Raccomandazione dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) n. 03/2014 del 24 giugno 2014, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 13, paragrafo 6, del Regolamento (UE) n. 347/2013.

In particolare, con tale provvedimento, l'Autorità:

- illustra le metodologie e i criteri attualmente utilizzati negli schemi regolatori vigenti per la valutazione degli investimenti in progetti infrastrutturali per l'elettricità e il gas ed i rischi più elevati affrontati, con riferimento ai servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale;
- descrive la procedura per i promotori che reputino che i loro Progetti di Comune Interesse siano caratterizzati da rischi più elevati rispetto a quelli connessi di norma a un progetto infrastrutturale la cui copertura è regolata dalla regolazione vigente, per la presentazione di un'istanza all'Autorità ai fini del riconoscimento degli incentivi previsti dall'articolo 13, paragrafo 1, primo comma, del Regolamento (UE) n. 347/2013;
- descrive la procedura per la valutazione delle istanze presentate dai promotori di cui al precedente punto.

Delibera 483/2014/R/eel: Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione che ha inizio dal 1 gennaio 2016

Con tale provvedimento, l'Autorità avvia un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione per il periodo di regolazione che decorre dall'1 gennaio 2016.

La deliberazione costituisce il primo passo formale del procedimento che, anche attraverso consultazioni, condurrà alla regolazione tariffaria, per il prossimo periodo regolatorio, dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché alle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Delibera 597/2014/R/com: Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodologie e criteri per la determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nei settori elettrico e gas

La delibera avvia un procedimento volto ad una revisione delle modalità di determinazione/aggiornamento del WACC per tutti i servizi regolati dei settori elettrico e gas.

Delibera 521/2014/R/eel recante Disposizioni sugli impianti essenziali in Sicilia e Delibera 667/2014/R/eel recante Disposizioni in tema di impianti essenziali ex decreto legge 91/14, nella macrozona Sicilia, per l'anno 2015

La deliberazione 521/2014/R/eel prevede in particolare che:

- fino all'entrata in esercizio della Sorgente-Rizziconi gli impianti essenziali in Sicilia ai sensi del DL 91/14 (tutti gli impianti con potenza maggiore di 50MW, esclusi i rinnovabili non programmabili) sono assoggettati al regime di reintegro dei costi previsto dalla delibera 111/06 modificato come indicato nell'allegato A alla delibera stessa.
- Terna invii all'Autorità ed agli utenti del dispacciamento interessati informazioni circa la data e le modalità di entrata in operatività della Sorgente-Rizziconi almeno 7 giorni prima dell'entrata in esercizio ed una comunicazione dell'effettiva entrata in operatività il giorno stesso della citata entrata.
- nel periodo successivo all'entrata in esercizio della Sorgente-Rizziconi gli impianti definiti essenziali da Terna saranno assoggettati alla disciplina di essenzialità della delibera 111/06.

Con la delibera 667/2014/R/eel, l'Autorità ha integrato le disposizioni di cui alla deliberazione 521/2014/R/eel relative al regime di essenzialità ex decreto legge n. 91/14, disponendo l'applicazione di tale disciplina a decorrere dal 1 gennaio 2015. In particolare, l'Autorità ha previsto tra l'altro:

- l'applicazione alle quantità delle offerte accettate sul mercato infragiornaliero e strettamente necessarie a consentire l'implementazione tecnica dei programmi in esito al mercato del giorno prima il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia, a condizione che le offerte accettate sul mercato del giorno prima siano state presentate a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto;
- la modifica di alcuni aspetti relativi ai criteri di offerta e di remunerazione delle unità rinnovabili programmabili;
- che Terna fornisca e pubblichi aggiornamenti sulla data e sulle modalità di entrata in operatività dell'intervento Sorgente - Rizziconi;
- che, per le unità rilevanti che generano flussi energetici diversi dall'energia elettrica immessa in rete e dagli autoconsumi di produzione, i ricavi e i costi fissi rilevanti per la reintegrazione attinente al periodo compreso tra il giorno 1 gennaio 2015 e il giorno di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi siano al netto, rispettivamente, degli eventuali ricavi derivanti dalla cessione dei flussi energetici e della quota dei costi fissi relativi ai flussi medesimi.

In relazione all'unità essenziale Milazzo e alle unità dichiarate essenziali esclusivamente ai sensi del decreto-legge 91/14 nella macrozona Sicilia, l'Autorità ha inoltre determinato gli standard per la valorizzazione di alcune componenti del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità, tenendo conto delle proposte avanzate da Terna e delle istanze formulate dagli utenti del dispacciamento interessati. Infine, l'Autorità ha provveduto ad escludere l'unità Raffineria di Gela della società Eni S.p.A. dall'elenco delle unità essenziali ex decreto-legge 91/14, accogliendo l'istanza della stessa società.

Delibera 522/2014/R/eel recante Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del Consiglio di Stato – Sezione sesta – 9 giugno 2014, n. 2936 e Delibera 643/2014/R/efr recante Approvazione delle modifiche al codice di rete apportate da Terna in relazione agli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili

Con la delibera 522/2014/R/eel l'Autorità, in attuazione della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, e della conseguente consultazione (DCO 302/2014/R/efr), ha rivisto la disciplina degli sbilanciamenti per gli impianti da fonte rinnovabile non programmabile, precedentemente definita con la delibera 281/2012/R/efr.

Al fine di tener conto delle diverse esigenze evidenziate dalla sentenza del Consiglio di Stato e delle osservazioni pervenute durante la consultazione, il provvedimento è volto a promuovere la corretta previsione delle immissioni di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, evitando che i corrispettivi di sbilanciamento siano allocati ai clienti finali. Il provvedimento in sintesi prevede un meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti per gli impianti da fonti rinnovabili non programmabili caratterizzato da:

- a) bande differenziate in ragione della fonte (49% per UP rilevanti eoliche, 31% per UP rilevanti FV, 8% per UP rilevanti acqua fluente, 1,5% per UP rilevanti altre fonti, 8% per l'aggregato delle UP non rilevanti);
- b) valorizzazione degli sbilanciamenti al di sopra della banda con le stesse modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate;
- c) allocazione in capo ai produttori dei costi degli sbilanciamenti all'interno della banda, tramite l'applicazione all'energia oggetto di sbilanciamento di un corrispettivo unitario differenziato per zona di mercato.

In alternativa a tale modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti, gli utenti del dispacciamento possono optare, su base annuale, per l'applicazione del prezzo di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate a tutto lo sbilanciamento.

Con la deliberazione 643/2014, l'Autorità ha poi positivamente verificato le modifiche apportate da Terna al Capitolo 7 del Codice di Rete recante la Regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione in recepimento della citata deliberazione 522/2014/R/eel e delle previsioni di cui alla deliberazione 599/2014/R/eel recante la richiesta a Terna di esplicitare, nella formula di calcolo del corrispettivo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria, l'applicazione di un limite massimo pari a VENF (3000€/MWh) e di un limite minimo pari a 0 €/MWh.

Delibera 525/2014/R/eel: Modifiche e integrazioni alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi di energia elettrica

Con tale provvedimento l'Autorità ha previsto modifiche e integrazioni alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi di energia elettrica, volte a limitare gli oneri per il sistema elettrico dovuti all'applicazione di prezzi di sbilanciamento calcolati sulla base della configurazione macrozonale in essere.

In particolare, in conformità a quanto previsto dall'art. 23, comma 3-bis, del decreto-legge 91/14, vengono rimosse dalla suddivisione della rete rilevante le macrozone Sicilia e Sardegna mediante la fusione di tali macrozone con la macrozona Sud.

Inoltre, l'Autorità rende esplicita l'applicazione a tutte le unità fisiche di produzione e consumo dell'obbligo, attualmente espresso per le sole unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile, di definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotte dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza.

L'efficacia di tali previsioni decorre dal 1° novembre 2014, nelle more della conclusione della revisione strutturale della disciplina degli sbilanciamenti, già avviata dall'Autorità con il documento di consultazione 368/2013/R/eel.

Delibera 487/2014/R/eel recante Criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto e Delibera 533/2014/R/eel recante Approvazione della proposta di Terna S.p.a. per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC e CCP), per l'anno 2015

Con tali provvedimenti l'Autorità ha dettato previsioni in materia di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC) per l'anno 2015.

Con la delibera 487/2014/R/eel, che fa seguito al documento di consultazione 430/2014, l'Autorità ha definito i criteri per l'assegnazione dei CCC per l'anno 2015. La delibera prevede in particolare che Terna trasmetta all'Autorità entro il 15 ottobre 2014 la proposta di regolamento delle procedure concorsuali per l'anno 2015 tenendo conto dei seguenti criteri:

- l'assegnazione annuale dei CCC sia effettuata conservando il meccanismo di calcolo della quantità massima di CCC assegnabile al singolo operatore, attualmente in vigore;
- alla capacità produttiva localizzata nei poli di Brindisi, Foggia e Priolo, in coerenza con quanto previsto nella delibera 424/14 sulla suddivisione in zone per l'anno 2015, sono applicati gli stessi limiti previsti per l'assegnazione dei CCC su base annuale utilizzati nella zona adiacente;
- vengano forniti alcuni elementi di chiarimento e rese note agli operatori, in esito all'ultimo round della procedura concorsuale, le offerte presentate dagli operatori in detto round.

La delibera inoltre prevede che a partire dalle procedure concorsuali del 2016 Terna aggiorni le modalità di calcolo della capacità produttiva delle unità di produzione non termoelettriche in modo da tenere conto della stagionalità tipica di tali unità.

Infine, nel corso del 2015, l'Autorità e Terna dovranno compiere approfondimenti finalizzati a verificare la possibilità di utilizzare il registro istituito ai sensi del Regolamento 1227/2011 (cd REMIT) per definire la quantità massima di CCC complessivamente assegnabile al singolo operatore di mercato facendo riferimento alla nozione di gruppo societario.

Con la delibera 533/2014/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di Terna per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC per l'anno 2015, ritenuta conforme ai criteri sopra indicati.

Nell'approvare la proposta di Regolamento, l'Autorità ha prescritto a Terna di mantenere inalterati i limiti di transito dei poli di produzione limitati di Brindisi, Foggia e Priolo per l'intero anno 2015.

Delibera 595/2014/R/eel: Regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta

Con tale provvedimento l'Autorità ha previsto aggiornamenti della disciplina della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta. In particolare l'Autorità ha introdotto alcune modifiche da attuarsi nel corso del 2015 da parte dei gestori di rete, dei produttori di energia e dal GSE e segnatamente:

- in merito alle responsabilità inerenti alle singole attività del servizio di misura, ha previsto che venga attribuita al gestore di rete la responsabilità delle attività di telelettura dell'energia elettrica prodotta anche per gli impianti di produzione già in esercizio al 27 agosto 2012;
- con riguardo alle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, ha disposto che venga confermato l'attuale quadro regolatorio, fatta eccezione per i misuratori relativi agli impianti di produzione in bassa tensione con potenza nominale superiore a 20 kW dotati di apparecchiature di misura di proprietà del produttore non interoperabili con il sistema di telelettura, per i quali la responsabilità dell'installazione e manutenzione è stata posta in capo al gestore di rete;
- in merito alle eventuali attività di adeguamento o sostituzione delle apparecchiature di misura, ha previsto che i costi generati siano sostenuti dallo stesso produttore.

Delibera 612/2014/R/eel: Attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/14 in materia di scambio sul posto

Con tale provvedimento l'Autorità, al fine di dare attuazione a quanto disposto dal decreto legge n.91/14, ha previsto puntuali revisioni della disciplina in materia di scambio sul posto, modificando il Testo Integrato Scambio sul Posto (TISP) e il Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC).

In particolare, con riferimento al TISP, l'Autorità ha previsto tra l'altro che i sistemi di scambio sul posto rientrino fra gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC), che sia fatta distinzione tra gli ASSPC che hanno diritto ad accedere al regime di scambio sul posto con potenza installata non superiore a 20 kW e i cui impianti di produzione siano tutti ed esclusivamente alimentati da fonti rinnovabili (SSP-A) e gli altri ASSPC che hanno diritto ad accedere al regime di scambio sul posto (SSP-B) e, infine, che sia esteso l'accesso allo scambio sul posto agli impianti di produzione con potenza fino a 500 kW, alimentati da fonti rinnovabili ed in esercizio a decorrere dal 1 gennaio 2015.

Con riferimento alle modifiche ed integrazioni apportate al TISSPC, il provvedimento ha previsto la semplificazione delle procedure per la qualifica degli ASSPC che accedono allo scambio sul posto. Il provvedimento ha altresì disposto la revisione delle tempistiche e del contenuto dei flussi informativi tra il Gestore dei Servizi Energetici, Terna e le imprese distributrici.

Delibera 610/2014/R/eel: Aggiornamento, per l'anno 2015, delle tariffe e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e altre disposizioni relative all'erogazione dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Il provvedimento dispone l'aggiornamento per l'anno 2015 dei corrispettivi per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

Delibera 653/2014/R/eel: Aggiornamento delle tariffe per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2015

Con tale provvedimento, l'Autorità dispone l'aggiornamento del corrispettivo di trasmissione per l'anno 2015 posta pari a 0,719 centesimi di euro/kWh.

Con tale provvedimento viene inoltre prevista l'inclusione dei costi degli investimenti afferenti il cavo Italia – Montenegro realizzati al di fuori del territorio italiano nelle componenti a remunerazione del servizio di trasmissione.

Memoria 322/2014/I/eel

La memoria del 3 Luglio 2014 prevede all'art. 28, Riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse, che *"...l'Autorità ritiene inoltre prioritario che, a valle di approfondite analisi costi/benefici, il gestore del sistema di trasmissione (Terna S.p.A.) valuti la fattibilità e la convenienza economica a procedere all'interconnessione di tali reti alla rete di trasmissione nazionale per promuovere la coesione elettrica del Paese, e in caso positivo proceda ad inserire tali sviluppi nel proprio piano decennale, come avvenuto di recente per l'isola di Capri"*.

1.5 Provvedimenti in corso di predisposizione

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

Documento per la consultazione 101/2014/E/Com: Criteri e modalità di applicazione degli obblighi, previsti dal regolamento REMIT, di pubblicazione delle informazioni privilegiate

Mediante tale documento l'Autorità intende promuovere misure per l'efficace applicazione delle nuove disposizioni del REMIT, individuare i principali impatti sull'attività degli operatori e raccogliere informazioni e valutazioni sui numerosi aspetti legati all'implementazione della disciplina europea nel contesto italiano.

Nella prima parte del documento l'Autorità:

- fornisce delle indicazioni rispetto all'interpretazione della definizione di *informazione privilegiata* (ex art 2, comma 1 del REMIT), evidenziando al contempo le categorie di informazioni, identificate dall'ACER nelle proprie linee guida, suscettibili di essere considerate privilegiate in quanto verosimilmente in grado di influire in modo sensibile sui prezzi.
- sottolinea che, ai sensi dell'articolo 4, commi 1 e 4, l'obbligo di pubblicazione ricade sull'operatore di mercato o sulla persona che in nome e per conto dell'operatore divulga le informazioni in questione. Con riferimento alle modalità di assolvimento dell'obbligo, l'Autorità evidenzia, come chiarito dall'ACER, quanto debba essere inteso per comunicazione *efficace* al pubblico delle informazioni privilegiate, ossia, l'utilizzo di piattaforme centralizzate oppure, in assenza di queste ultime, mediante pubblicazione sul sito internet dell'operatore.
- evidenzia che, ai sensi dell'articolo 4, comma 2 del REMIT, l'esenzione dall'obbligo di cui sopra si rivolge agli operatori dei sistemi di trasporto con riferimento ai dati per i quali sono esonerati a norma del regolamento CE n. 714/2003.

Nella seconda parte del documento l’Autorità propone tre possibili opzioni per l’assolvimento dell’obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate e ne valuta il livello di efficacia in funzione degli obiettivi riportati nella tabella sottostante.

Documento per la consultazione 356/2014/R/eel: Adesione del mercato italiano al progetto di market coupling europeo, inquadramento normativo e proposte implementative

Attraverso tale documento l’Autorità intende illustrare le diverse fasi del processo che hanno portato verso l’accoppiamento dei mercati del giorno prima in ambito europeo, nonché raccogliere le osservazioni degli operatori su alcuni aspetti di carattere operativo derivanti dall’adesione del mercato italiano al coupling europeo, tra cui in particolare:

- Algoritmo di risoluzione del mercato del giorno prima: l’algoritmo comune per il calcolo dei risultati dei mercati del giorno prima europei prevede la massimizzazione del valore netto delle transazioni su base giornaliera anziché oraria, come avviene per l’algoritmo attualmente in uso dal GME. Inoltre, al fine di rispettare il vincolo temporale del processo di selezione delle offerte, in particolari condizioni potrebbe essere necessario il calcolo “ex post” del PUN – ossia in modo non contestuale alla selezione delle offerte e al calcolo dei prezzi zonal – e il rilassamento, rispetto a quanto oggi previsto, del vincolo di bilancio del PUN, in base al quale il controvalore delle offerte in acquisto accettate e valorizzate a PUN è pari al controvalore delle medesime offerte valorizzate al rispettivo prezzo zonale.
- Tempistiche di pagamento: al fine di gestire il problema dello sfasamento delle tempistiche di pagamento, derivante dal fatto che i pagamenti sul mercato italiano avvengono il 15° giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di consegna (regola M+2) mentre negli altri mercati elettrici europei avvengono il 2° giorno lavorativo successivo (regola D+2), l’Autorità propone l’estensione alle altre frontiere italiane della soluzione già adottata per il coupling sul confine italo-sloveno, che prevede il coinvolgimento di Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico quale soggetto finanziatore del GME. Tale proposta rappresenterebbe una soluzione transitoria in vista della soluzione di regime, che prevede il passaggio alla regola D+2 e che potrebbe essere implementata dal 1 gennaio 2016.
- Limiti di prezzo su MGP, MI e MSD: nell’ambito del processo di armonizzazione a livello europeo dei limiti di prezzo alle offerte sui mercati dell’energia, l’Autorità intende valutare l’opportunità di rivedere il limite inferiore (*floor*) che per il mercato italiano è attualmente pari a 0 €/MWh mentre in ambito europeo è stato identificato pari a -500 €/MWh. Il limite superiore, invece, pari a 3000 €/MWh, risulta già allineato.
- Tipologie di prodotti: l’Autorità illustra alcune tipologie di offerte, ulteriori rispetto ai prodotti orari, gestibili dall’algoritmo comune sviluppato in ambito europeo: in particolare le offerte complesse, per la gestione di determinati vincoli nella selezione dell’offerta, e le offerte a blocchi, relative a un insieme di ore invece di un unico periodo rilevante.

Documento per la consultazione 528/2014/A: Schema di linee strategiche per il quadriennio 2015-2018

Il documento riporta lo schema di linee strategiche per il quadriennio 2015-2018 con il quale l’Autorità intende garantire il pieno coinvolgimento di tutti gli *stakeholder* anche nel processo di definizione delle strategie, politiche regolatorie. Il documento identifica le linee di intervento che l’Autorità ha individuato come strategiche e prioritarie per il prossimo quadriennio, alla luce dell’evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo.

Con particolare riferimento alle infrastrutture nazionali e locali, l’Autorità prevede:

- la definizione del nuovo quadro regolatorio per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura sulla base dei principi di accresciuta selettività e con particolare attenzione alla regolazione della qualità del servizio;

- il monitoraggio delle sperimentazioni di sistemi di accumulo connessi alla RTN a supporto della disseminazione delle informazioni sui relativi livelli prestazionali e al fine di valutare la possibilità di prevedere regimi di gestione da parte di soggetti terzi rispetto a Terna, da individuare attraverso apposite procedure concorsuali, nel rispetto della sicurezza di sistema;
- il monitoraggio dell'efficacia degli operatori di sistema al fine di individuare margini di miglioramento e di valutare l'eventuale introduzione di meccanismi di premi/penalità;
- l'attuazione del Regolamento europeo sulle infrastrutture n.347/2013 con la definizione e pubblicazione di un insieme di indicatori e di corrispondenti valori di riferimento a supporto del confronto dei costi unitari di investimento tra progetti comparabili.

Con riguardo ai mercati elettrici all'ingrosso e alle regole di dispacciamento, l'Autorità prevede:

- la revisione delle regole di dispacciamento al fine di consentire una più ampia partecipazione delle fonti rinnovabili e della domanda alla fornitura dei servizi di dispacciamento e al fine di aumentare la flessibilità del mercato elettrico consentendo agli operatori di aggiustare le proprie posizioni commerciali in prossimità del tempo reale;
- la modifica dei prezzi di sbilanciamento al fine di consentire una regolazione su base nodale degli sbilanciamenti delle unità abilitate;
- l'integrazione del mercato elettrico italiano con i mercati confinanti non solo attraverso il coupling ma anche attraverso l'armonizzazione dei mercati intraday e di bilanciamento anche al fine di consentire di valorizzare meglio la capacità flessibile ed efficiente installata in Italia.

Con riferimento al mercato della capacità, si prevede inoltre:

- la progressiva apertura del mercato della capacità ai carichi e alla generazione distribuita;
- l'introduzione di uno o più segmenti di mercato per la negoziazione della capacità flessibile;
- la definizione di una metodologia condivisa con gli altri paesi europei per la valutazione dell'adeguatezza del sistema elettrico.

Da ultimo, con riguardo al monitoraggio dei mercati, si prevede che tale attività debba uniformarsi all'approccio adottato in sede europea con il Regolamento europeo 1227/11- REMIT al fine di rilevare e sanzionare eventuali comportamenti abusivi.

Documento per la consultazione 644/2014/R/eel: Completamento del quadro definitorio in materia di reti elettriche e regolazione transitoria dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di reti elettriche private (RIU e altre reti private) - Orientamenti finali

Con tale documento l'Autorità ha esposto i propri orientamenti finali in merito alla regolazione delle reti elettriche private ovvero dei sistemi elettrici complessi in cui l'attività di trasporto dell'energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di distribuzione ma che non rientrano nella titolarità di Terna o delle imprese distributrici. L'Autorità ha sottolineato come gli orientamenti esposti nel documento potrebbero essere rivisti a valle del completamento del quadro normativo auspicato dall'Autorità stessa con la segnalazione 348/2014/l/eel.

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, prevede che Terna individui:

- 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. Tale elenco, aggiornato per l'anno 2015 dalla delibera 667/2014/R/eel - Disposizioni in tema di impianti essenziali ex decreto legge 91/14, nella macrozona Sicilia, per l'anno 2015 - e dalla delibera 668/2014/R/eel - Determinazioni in merito alle richieste di ammissione, per l'anno 2015, al regime di integrazione dei costi ex deliberazione dell'Autorità 111/06 - comprende una sezione dedicata alle unità essenziali ai sensi del DL. 91/14.

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 2015 è stata regolata dalla delibera 500/2014/R/eel - Determinazioni in merito agli impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento, dalla delibera 521/2014/R/eel - Disposizione sugli impianti essenziali in Sicilia, dalla delibera 600/2014/R/eel - Determinazioni in materia di regimi alternativi degli impianti essenziali e dalla delibera 669/2014/R/eel - Approvazione degli schemi contrattuali relativi ai regimi alternativi degli impianti essenziali, per l'anno 2015.

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 deliberazione 199/11 disciplina le modalità di sperimentazione e la remunerazione di progetti pilota per la sperimentazione in campo delle potenzialità di sistemi di accumulo per l'energia elettrica, rimandando a successivi provvedimenti AEEGSI la definizione della procedura e dei criteri di selezione di detti progetti.

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, sono 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 è 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:

- progetti A1 e A2 lungo la direttrice Campobasso-Benevento II-Volturara-Celle S. Vito;
- progetti B1 e B2 lungo la direttrice Benevento II – Bisaccia 380;
- 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.

Delibera 574/2014/R/eel recante disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale e Delibera 642/2014/R/eel recante ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo e disposizioni relative all'applicazione delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21

Con la delibera 574/2014, l'Autorità stabilisce le prime disposizioni finalizzate a consentire la gestione dei sistemi di accumulo (SDA) nell'ambito dell'erogazione del pubblico servizio con particolare riferimento all'accesso e all'utilizzo delle reti. In particolare, le disposizioni previste per l'erogazione del servizio di dispacciamento sono considerate transitorie, nelle more del completamento della revisione del servizio di dispacciamento. Il provvedimento inoltre ha espressamente escluso dall'ambito di applicazione dello stesso i sistemi di accumulo realizzati da gestori di rete nell'ambito di progetti pilota.

L'Autorità ha altresì previsto che Terna, entro il 31 marzo 2015, definisca e sottoponga alla verifica della stessa Autorità un progetto relativo alle modifiche da introdurre nel sistema GAUDÌ per permettere la gestione dei sistemi di accumulo e alle relative tempistiche per l'implementazione, richiedendo altresì la definizione di modalità transitorie che garantiscano la connessione e la registrazione dei sistemi di accumulo installati nel periodo precedente.

Con la delibera 642/2014/R/eel l'Autorità, a seguito del completamento da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) dell'aggiornamento delle Norme tecniche in merito ai requisiti previsti per i sistemi di accumulo (SDA) connessi a reti di distribuzione, ha poi definito ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei SDA integrando quanto previsto dalla delibera 574/2014/R/eel.

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 2014 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, anche se alcuni limiti sono stati aggiornati a seguito della realizzazione ed entrata in esercizio di interventi di sviluppo;
- 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 2014 paragonabile ai valori del 2013, 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 anche nel 2014 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 2013 e giugno 2014.

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, non sono stati considerati gli effetti dei dispositivi di telescatto. 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, sono presenti 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.

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. 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 concentra una parte rilevante 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 dalle aree 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 dalle aree di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. In tal senso, si evidenziano sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti della medesima area.

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

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

Si evidenzia che i telescati, 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.

Simulazioni di rete: lug-13 / giu-14

% sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

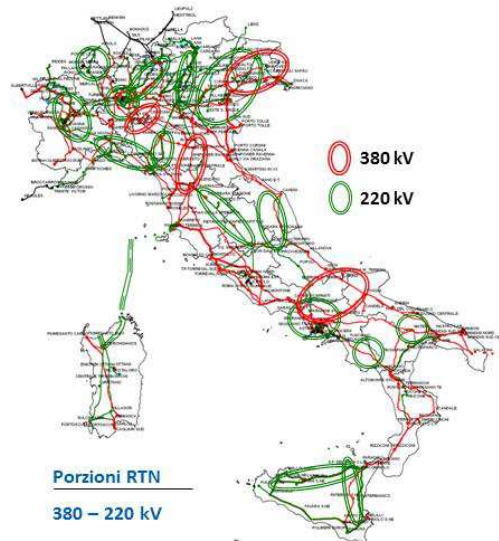
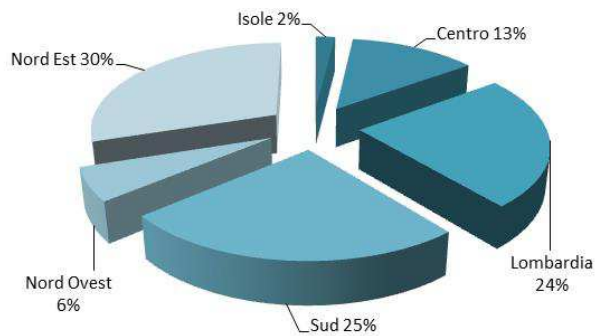


Figura 1 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380 – 220 kV

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 2013 e di Gennaio 2014 alle ore 10.30 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescati su import e aree di produzione limitata.

Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità di alcune arterie AT 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.

Criticità interessano anche 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.

Simulazioni di rete:

Terzo mercoledì Lug-2013/Gen-2014, % Contingenze in N-1 su totale

% sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

100% = numero totale di violazioni

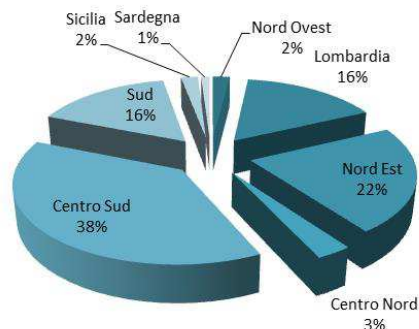


Figura 2 - Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria

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.

Nella Figura 3 sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2013 e Giugno 2014 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 aree Sicilia e Triveneto. 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.

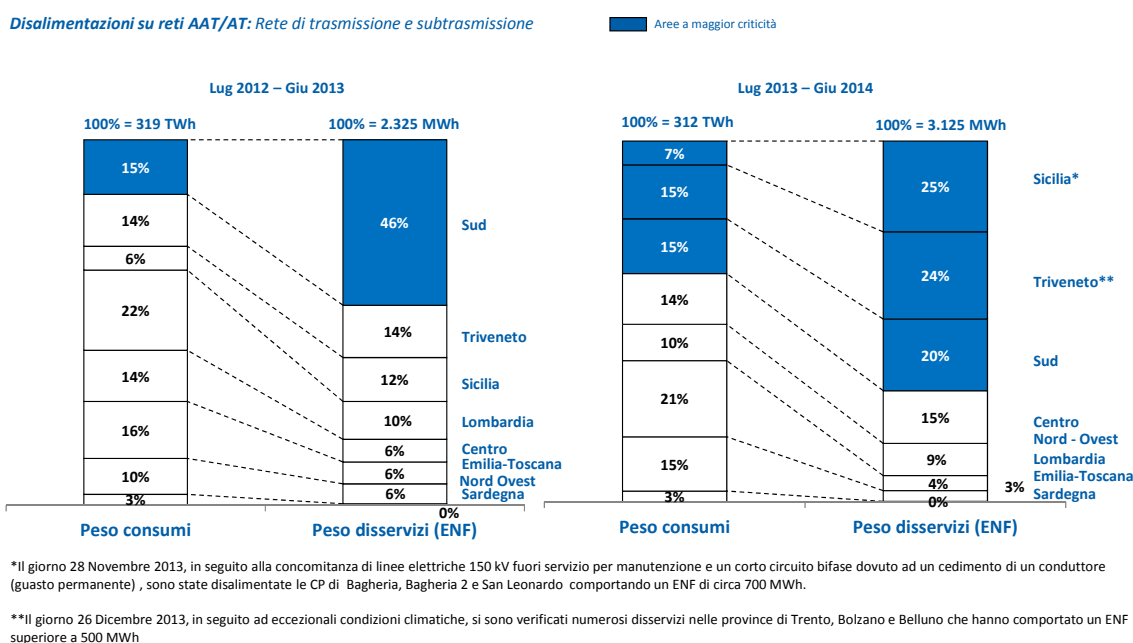


Figura 3 - Continuità del servizio di alimentazione

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

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.

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 2014 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 4,4 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 – 2014.

Si osserva che, negli ultimi anni, con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni 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 tre anni.

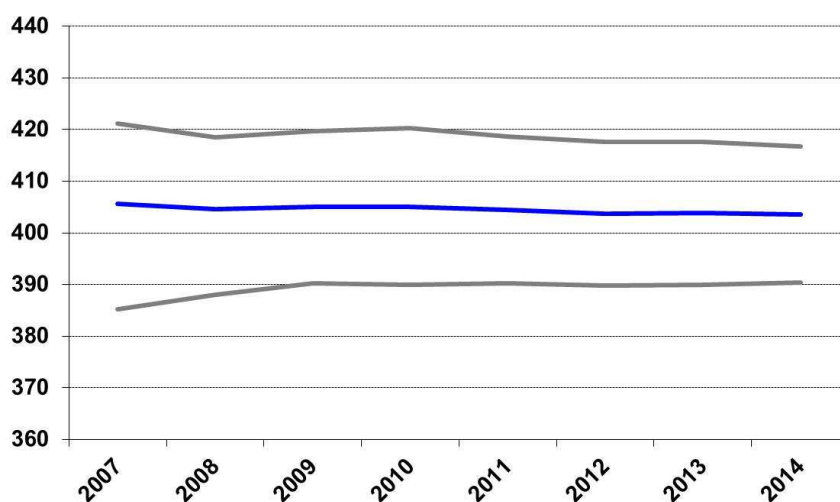


Figura 4 - Range di variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 2007 al 2014 (kV)

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.

³ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, capitolo 1, paragrafo 1B.3.2.

⁴ Per l'anno 2014 i valori massimi e minimi sono stati calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

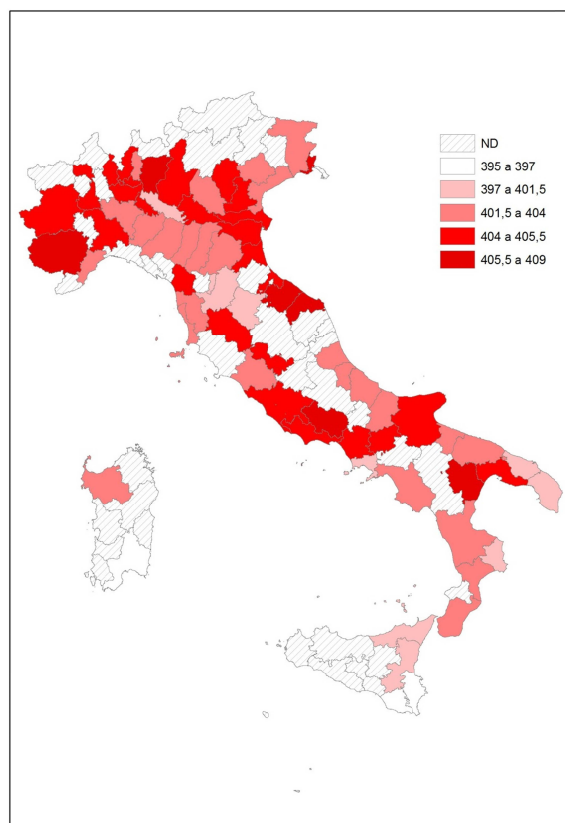


Figura 5 - Distribuzione territoriale delle tensioni – valori medi (kV) (Luglio 2013– Giugno 2014)

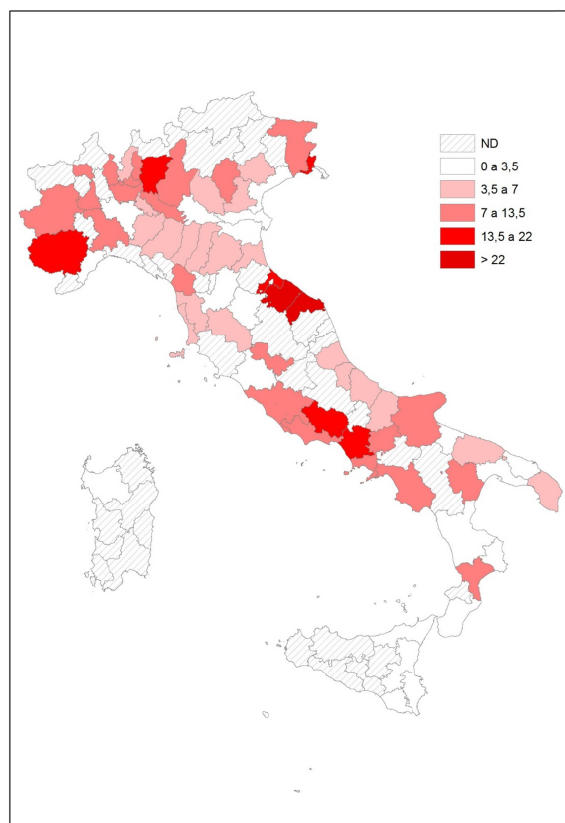


Figura 6 - Distribuzione territoriale delle tensioni – frequenza (%) con valori di tensione maggiore di 410 kV (Luglio 2013 – Giugno 2014)

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 2013 e giugno 2014.

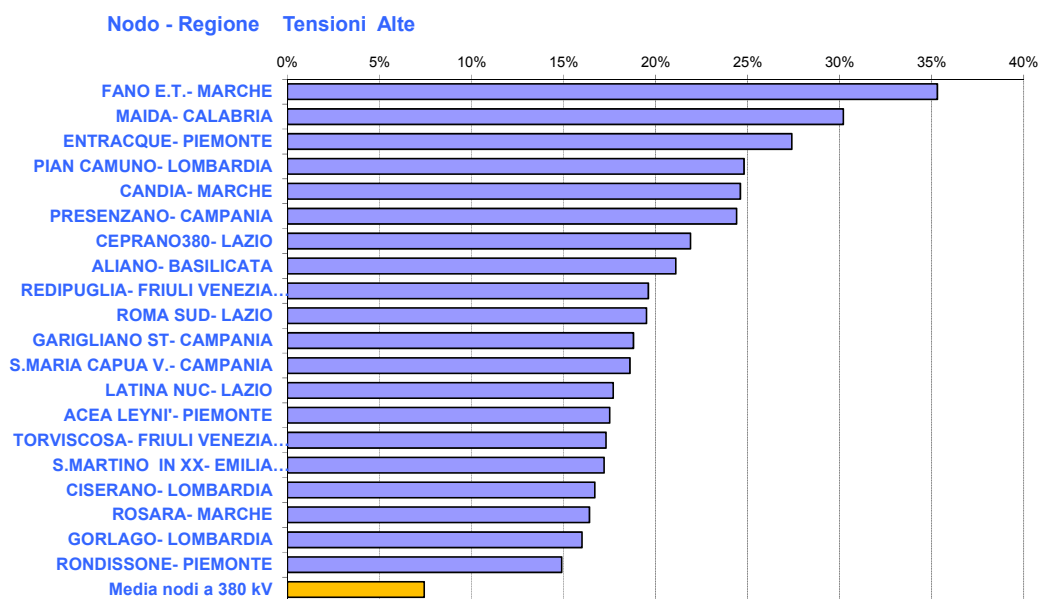


Figura 7 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni alte (Luglio 2013 – Giugno 2014)

Si notano valori di tensione elevati nel Friuli Venezia Giulia, Piemonte, Lombardia, Campania e Marche. 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 2013 e giugno 2014.

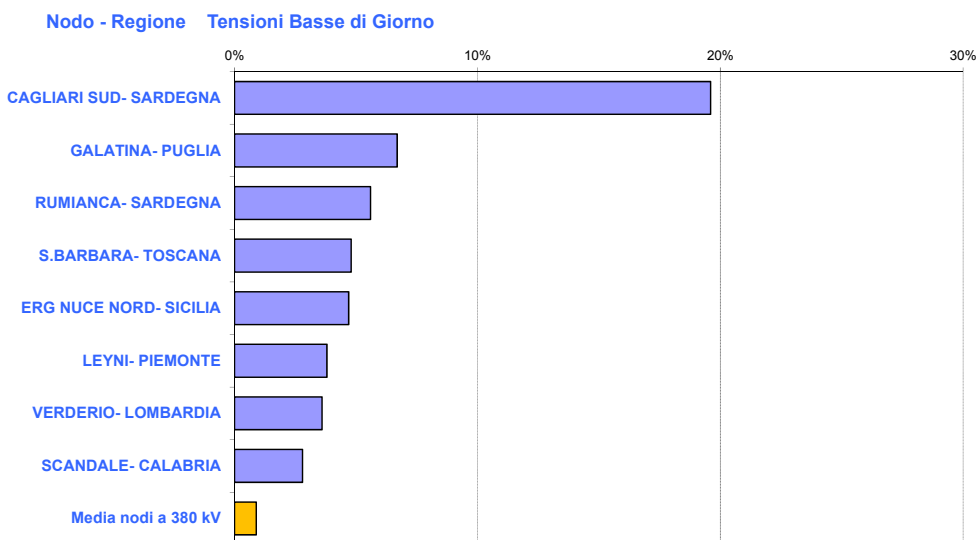


Figura 8 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse (Luglio 2013 – Giugno 2014)

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

Il 2014, in linea con gli ultimi anni, è stato caratterizzato da uno sviluppo 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 2014⁵ prosegue la crescita della generazione da fonti rinnovabili ma con trend più ridotti con circa 0,5 GW di potenza fotovoltaica e circa 0,1 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.

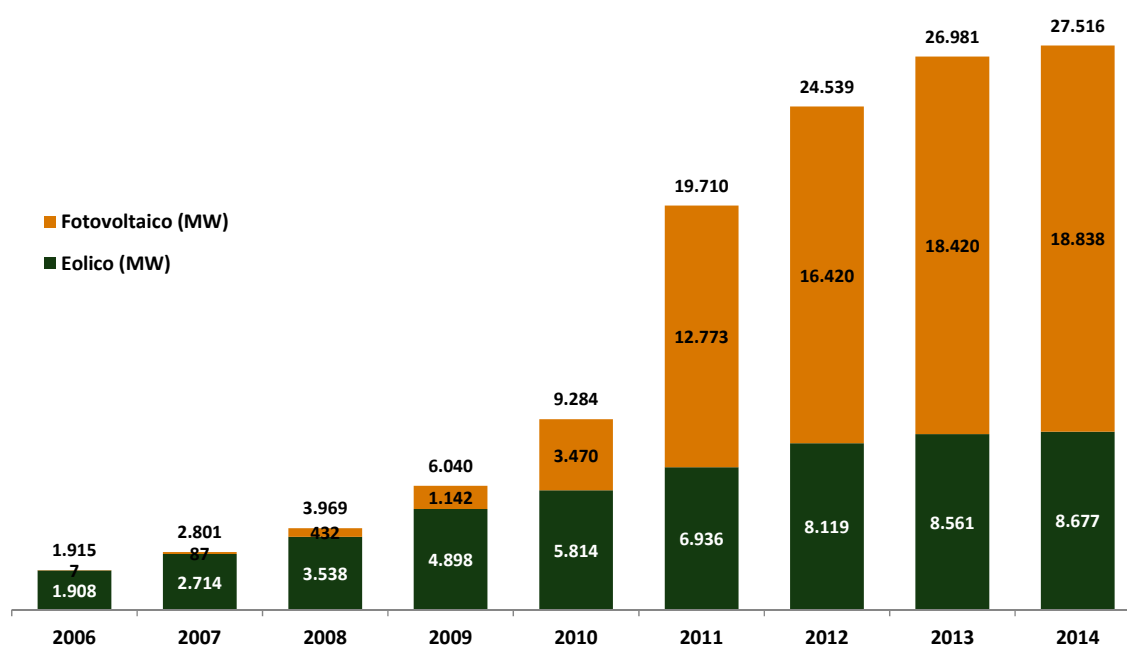


Figura 9 - Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2006-2014 (MW)

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 2014 (progressivo a Novembre 2014) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% del tempo in un totale rispettivamente di 1081⁶ e 808 cabine primarie, confermando il trend di continuo aumento degli ultimi anni (cfr. Figura 10).

⁵ Dati provvisori Terna

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

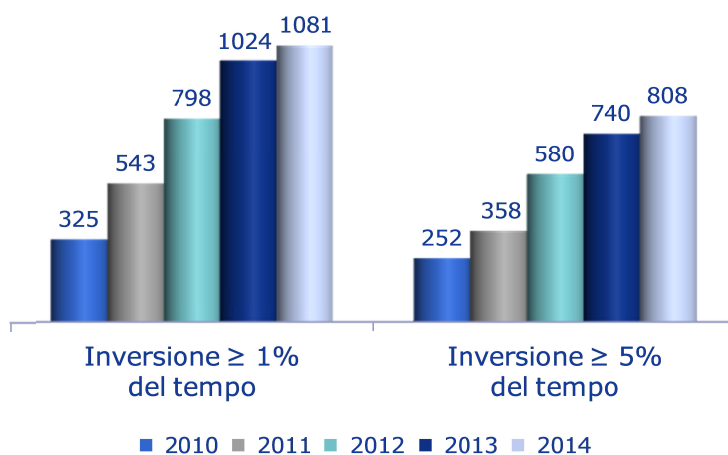


Figura 10 - Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: Enel Distribuzione – Novembre 2014 dati provvisori)

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.

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 dell'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.

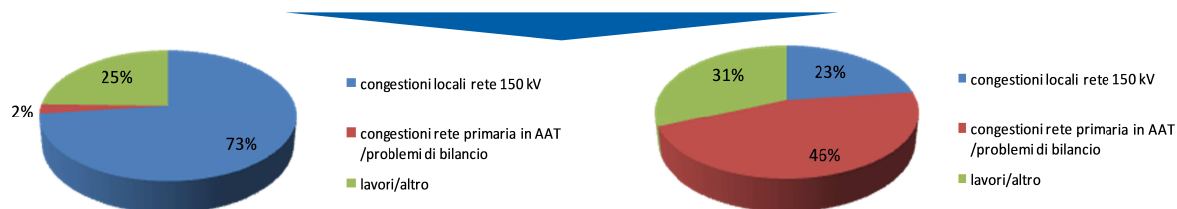
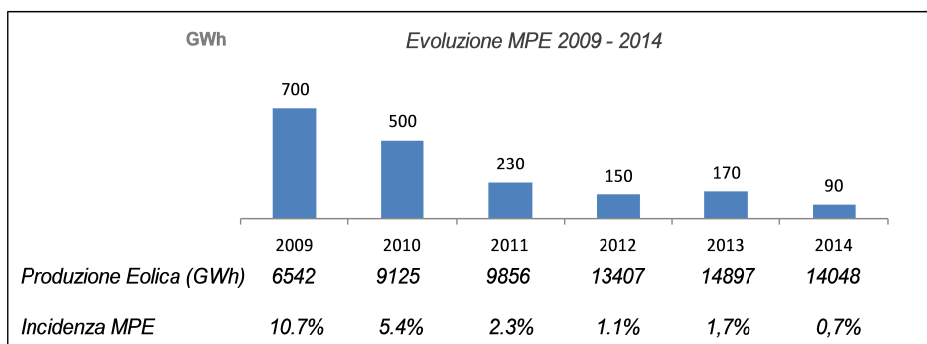
A livello di gestione del sistema elettrico nel suo complesso, come meglio descritto nel seguito, si sono presentate nuove ed importanti problematiche di mantenimento dell'equilibrio complessivo tra produzione, carico e scambi con l'estero, nonché criticità in termini di disponibilità della necessaria 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 del 2012 ha avuto un'incidenza sulla totale produzione eolica pari a circa l'1%. Come sopra indicato, in tale periodo sul valore dell'MPE incidono 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. Tale fenomeno si è confermato anche nel corso del 2014.



Ripartizione MPE Gennaio 2012 – Dicembre 2012

Ripartizione MPE Gennaio 2013 – Dicembre 2014

Figura 11 - Mancata produzione eolica (MPE) 2014 – dati provvisori impianti connessi rete AT

Il problema delle congestioni locali resta comunque confermato anche per il 2014. 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 nelle isole maggiori e al Sud,, in particolare lungo le direttrici AT a 150 kV tra Puglia e Campania.

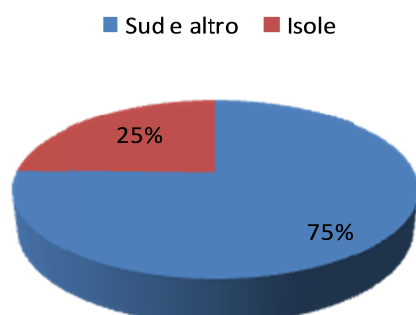


Figura 12 - Dettaglio regionale localizzazione Mancata Produzione Eolica (MPE) 2014 – dati provvisori

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 400/150 kV di Bisaccia e raccordi 150 kV alla linea “Bisaccia – Calitri”;
- Installazione terzo ATR 400/150 kV nella SE 400/150 kV di Bisaccia;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Benevento II - Benevento N.”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Benevento N.- Benevento Ind.”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Ariano Irpino - Benevento”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Ariano Irpino - Flumeri - Vallesaccarda”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto 150 kV “Vallesaccarda - Scampitella – Lacedonia”;

- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Flumeri –Lacedonia - Contursi" (completamento tratti limitanti).
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Campagna - Montecorvino"(I step);
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Bisaccia – Calitri";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Bisaccia – Bisaccia 400 kV";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Castelnuovo – Calabritto";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Calabritto – Contursi";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Lacedonia- Bisaccia";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Campagna – Sicignano - Contursi";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Buccino – Tanagro";

Sulle direttrici 150 kV "Benevento II – Volturara – Celle S. Vito":

- Nuova SE 400/150 kV di Troia con 3 ATR 400/150 kV (a cui si prevede di raccordare la direttrice 150 kV);
- Installazione terzo ATR 400/150 kV nella SE 400 kV di Benevento II;
- Installazione di dispositivi per la valutazione dinamica della portata per massimizzare l'utilizzo delle linee 150 kV "Benevento II – Foiano" e "Benevento II – Montefalcone"

Sulla direttrice 150 kV "Foggia – Deliceto - Andria":

- Nuova SE 400/150 kV di Deliceto con 4 ATR 400/150 kV;
- Raccordi 150 kV della linea "Agip Deliceto - Ascoli Satriano" alla SE 400/150 kV di Deliceto;
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Deliceto - Ascoli S. - Cianfurro";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Foggia – Lucera;
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Troia -Troia CP";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Troia CP – Orsara"
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Orsara - Bovino";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 150 kV "Bovino – Agip Deliceto";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Agip Deliceto – Deliceto – Ascoli S.";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Lucera – Troia";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Cianfurro – Pisciole";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Pisciole – Melfi Ind.";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto a 150 kV "Troia CP – Orsara";
- Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 150 kV "Troia CP – Troia SE".

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 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 a 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.

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.

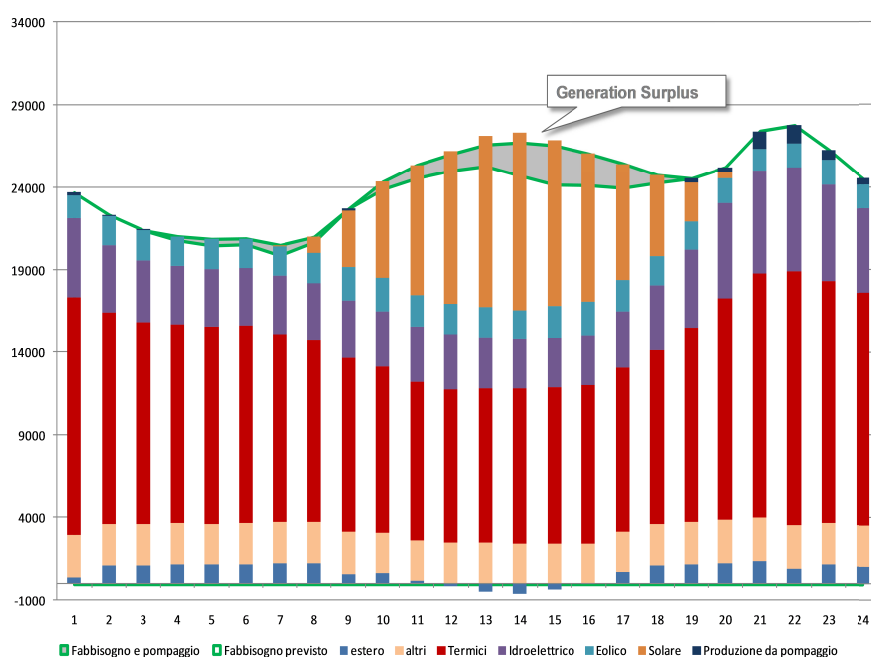


Figura 13 - Esempio giornata di bassissimo carico - analisi di adeguatezza ex-ante

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 che con la delibera 421/2014/R/eel recante "Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale" l'Autorità ha approvato la versione aggiornata dell'allegato A72, introducendo una nuova tipologia di generazione distribuita riducibile, la GDRM, per tener conto di quanto previsto dall'allegato M alla norma CEI 0-16 III edizione. 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 tele distacco

dell'Impresa Distributrice, con tempi più contenuti rispetto agli impianti GDPRO e quantitativi notevolmente superiori rispetto all'attuale GDTEL. La versione aggiornata dell'Allegato A72 troverà applicazione a decorrere dal 1° settembre 2015, data entro la quale le imprese distributrici dovranno implementare un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco. La delibera, inoltre, prevede un programma di retrofit, per gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW già connessi o da connettere in MT, per i quali sia stata presentata richiesta di connessione in data antecedente al 1° gennaio 2013. In particolare, tali produttori sono tenuti ad adeguarsi al paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e all'Allegato M al più tardi entro il 31 gennaio 2016, pena la sospensione dell'erogazione dell'incentivo da parte del GSE.

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, poiché 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÷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.84/2012 come successivamente integrata e modificata, 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 richiede che vengano 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 a dicembre 2014 circa il 93% 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 (a dicembre 2014 risultano adeguati circa l'88% degli impianti);
- entro il 30 aprile 2015 per gli impianti connessi in BT di potenza superiore a 6 kW e inferiore a 20 kW (a dicembre 2014 risultano adeguati circa il 3% degli impianti).

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 relativi all'interconnessione con la Grecia.

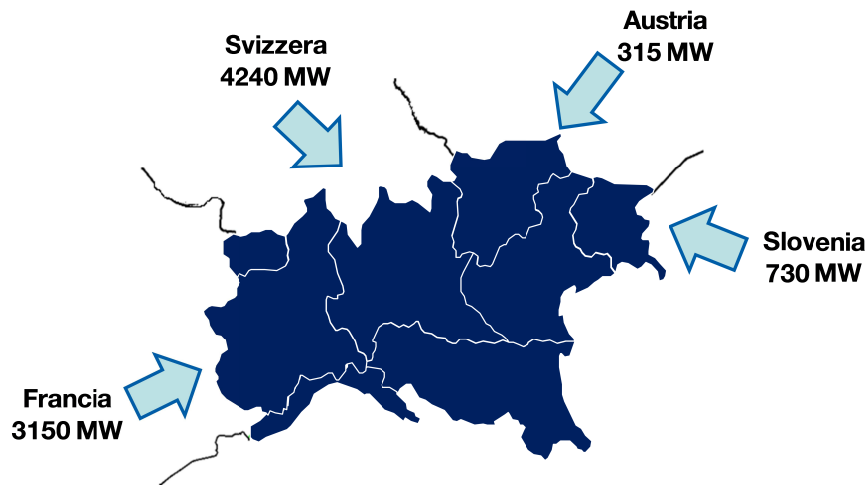


Figura 14 - Dati NTC massima 2015 (winter peak)

Nell'ultimo biennio 2013-2014 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.

Nello stesso periodo (cifr. Figura 15) si nota una maggiore variabilità dell'import rispetto al passato, con una deviazione standard di circa il 20% maggiore rispetto agli anni precedenti. 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.

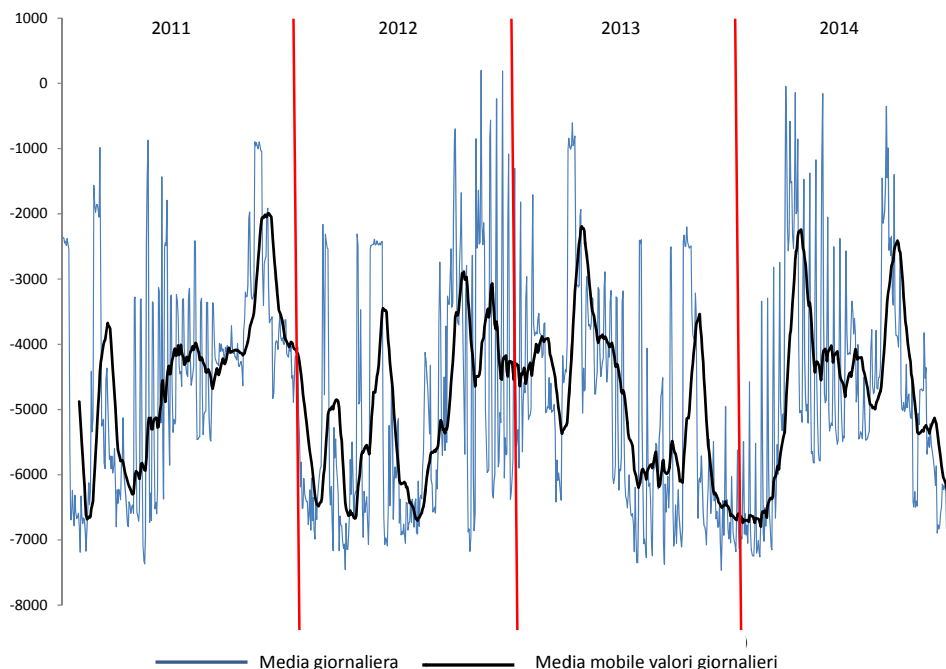


Figura 15 - Scambi frontiera Nord

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) che 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 2014 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale anche se con scarti sensibilmente inferiori rispetto all'anno passato (Figura 16). Risulta un differenziale medio settimanale tra il mercato italiano ed i principali mercati esteri che si attesta attorno ai 19 €/MWh in più rispetto al mercato tedesco/austriaco ed intorno ai 17 €/MWh in più rispetto al mercato francese. Nel grafico è stato inserito anche il prezzo della borsa Svizzera, sostanzialmente allineato con il maggiore dei due indicati in precedenza. 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.

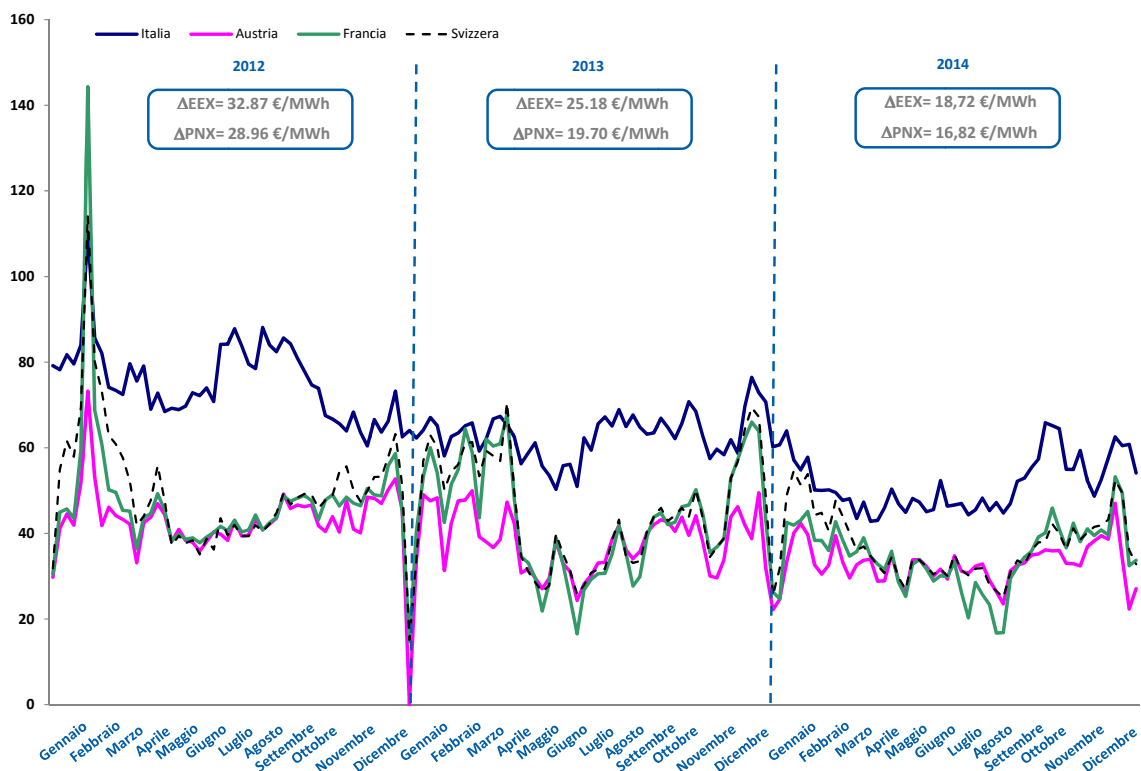


Figura 16 - Andamento settimanale Borse Europee, Gennaio 2012 – Dicembre 2014

1.2.2 Market Coupling Italia-Slovenia

Il grafico di seguito riportato (Figura 17) rappresenta l'andamento dei flussi di energia elettrica legati al coupling⁷ con la Slovenia⁸ nel corso del 2014 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 2014 si è avuta convergenza dei prezzi nel 26% delle ore, mentre in media lo Spread Nord-BSP è stato pari a 9,92 €/MWh. Per quanto riguarda la capacità allocata attraverso il coupling, essa in media è stata pari a 421 MW.

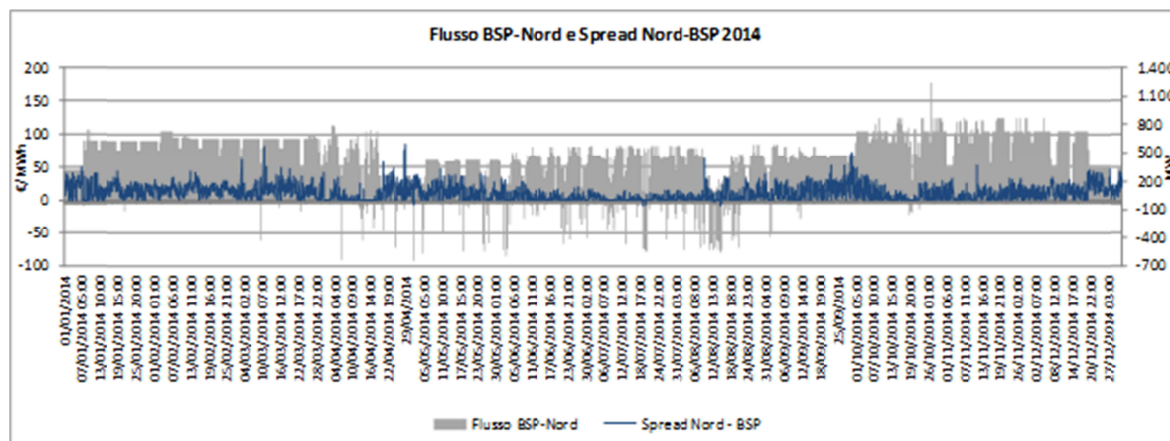


Figura 17 - Flusso BSP-Nord e Spread Nord-BSP 2014

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.

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.

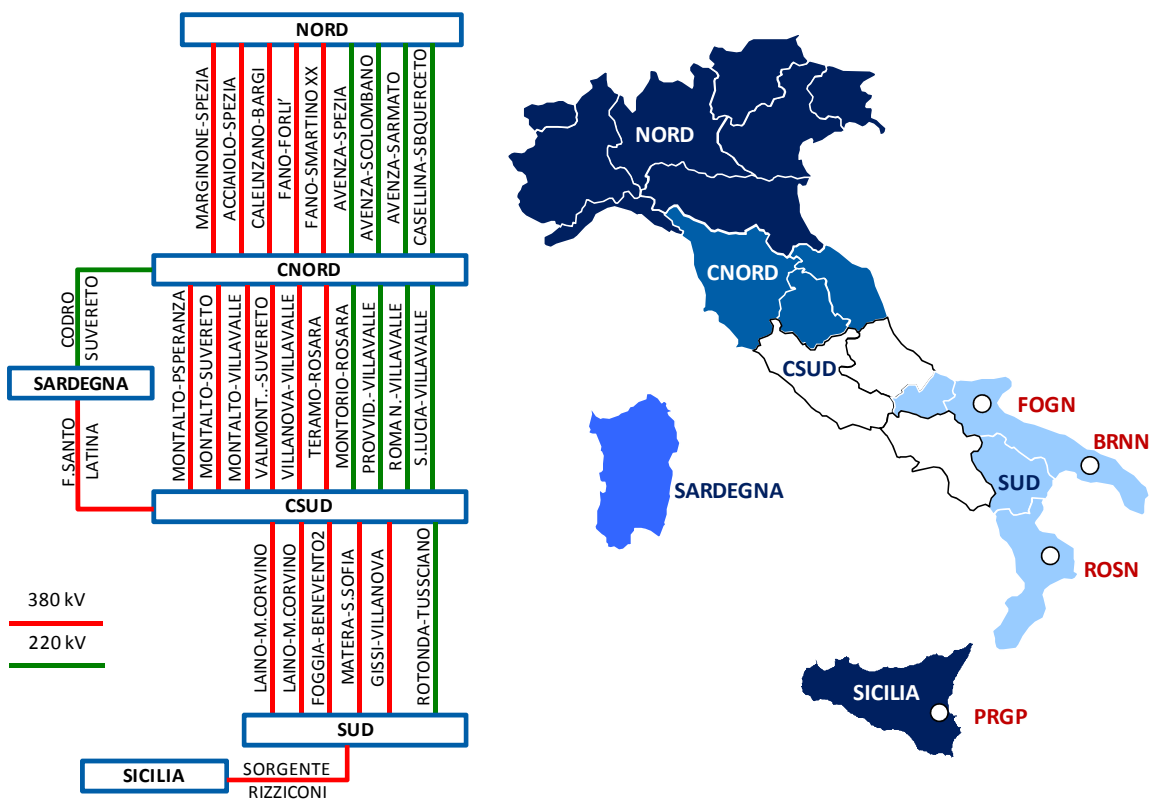


Figura 18 - Assetto zonale

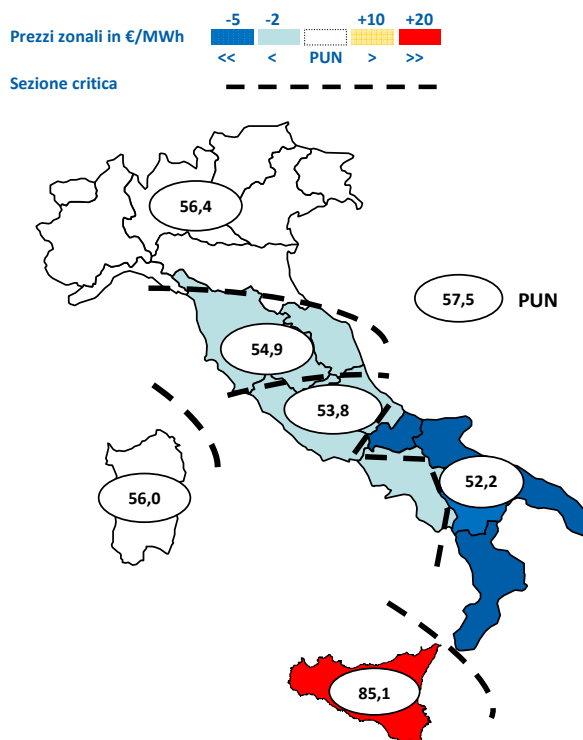
La configurazione, così come indicato in Figura 18, è quella in vigore dal 1 gennaio 2012.

Nella Figura 19 sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nell'MGP e sono evidenziate le sezioni tra le differenti zone di mercato. Quanto più frequente è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (prezzo unico nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive. 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 2014 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 20 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Per l'anno 2014 si è registrato un ammontare, complessivo di circa 160 milioni di Euro, sostanzialmente in linea con quanto registrato nell'anno 2011.



Fonte dati: GME

Figura 19 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2013 – giugno 2014)

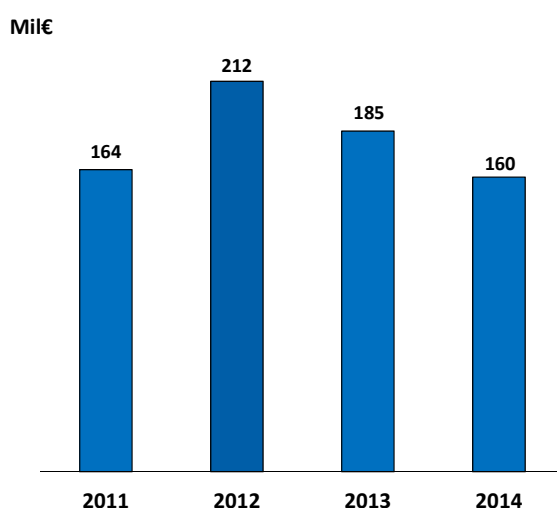


Figura 20 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

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 2013 – giugno 2014, 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 2012/2013, si riscontra una sostanziale diminuzione della rendita da congestione dovuta principalmente alla diminuzione della domanda e, conseguentemente, del prezzo.

Tabella 1 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2013 – giugno 2014)

Zone interessate	Ore congestione	Incidenza % su TOTALE ore di congestione	Incidenza % su rendita
Sud → Centro Sud	917	8%	26%
Rossano → Sicilia	7,015	62%	24%
Brindisi/Foggia → Sud	646	6%	16%
C.Sud → C. Nord	666	6%	11%
Centro Nord → Nord	956	9%	11%
Centro Sud → Sardegna	451	4%	6%
Nord → Centro Nord	135	1%	3%

Le rendite da congestione (particolarmente alte tra le zone Sud/Centro Sud, Rossano/Sicilia e Brindisi-Foggia/Sud) 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 sature nell'attuale configurazione zonale:

- la sezione Sud – Centro Sud, 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 21 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2014 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. 40 (29/09/2014 – 05/10/2014) ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a circa 77,6 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a circa 67,5 €/MWh.

Per confronto è fornito anche il PUN dell'anno 2013. Si può notare come mediamente il prezzo sia sceso di 20 €/MWh salvo gli ultimi mesi dell'anno in cui i prezzi si sono allineati. Il tutto dovuto ad un'ulteriore contrazione dei consumi con un nuovo minimo storico scambiato su MGP intorno ai 282 TWh ed all'elevata produzione da fonti rinnovabili, trainata principalmente da idroelettrico e fotovoltaico, che ha superato i 100 TWh.

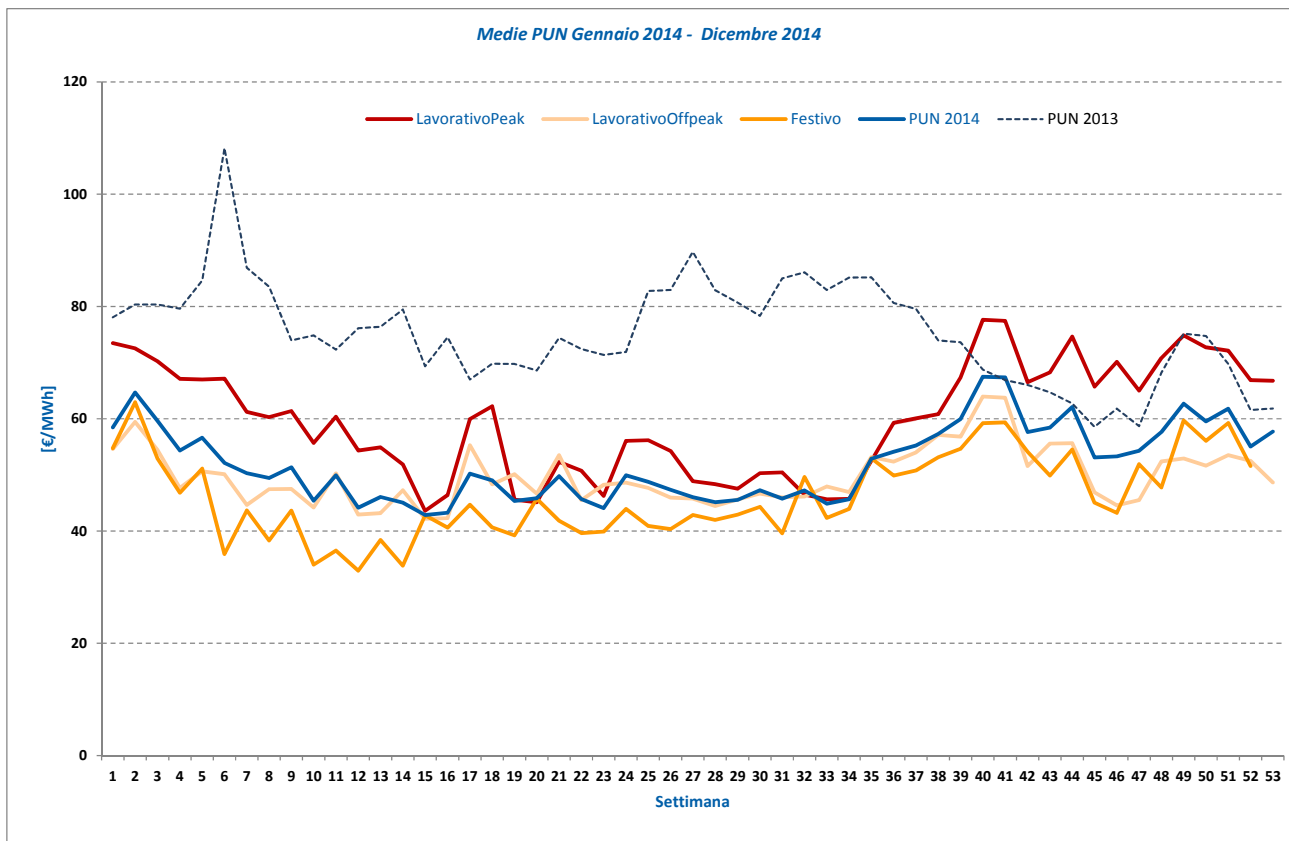


Figura 21 - Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2014–dicembre 2014)

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);
- 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.
Centro Energia Ferrara ⁹	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 (vedi intervento cod. 318-P).
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 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" (vedi intervento cod. 306-P).
Porto Empedocle	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud occidentale della Sicilia. Il vincolo all'essenzialità potrà essere ulteriormente ridotto in seguito all'installazione dei compensatori sincroni, presso le SE di Partinico e Favara, previsti nell'ambito delle attività incluse nel Piano per la Sicurezza.
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 (vedi intervento cod. 309-P).
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 (vedi intervento cod. 501-P).

⁹ L'impianto Centro Energia Ferrara è stato incluso nell'elenco degli impianti essenziali nelle more degli approfondimenti avviati dall'AEEGSI, di cui alla deliberazione 500/2014/R/EEL, finalizzati a valutare se confermare l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2015.

Impianto	Motivazione
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.
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 delle attività finalizzate all'ottimizzazione dell'utilizzo di assetti esistenti mediante gli interventi pianificati di rimozione delle limitazioni sulla locale rete AT e presso gli impianti del distributore (vedi interventi cod. 607-P, 608-P e 609-P), dell'installazione presso la SE 220 kV di Fulgatore di un condensatore da 54 MVAR in luogo dell'esistente da 25 MVAR (vedi intervento cod. 607-P), nonché dell'installazione dei compensatori sincroni, presso le SE di Partinico e Favara, previsti nell'ambito delle attività incluse nel Piano per la Sicurezza.

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 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.

Come indicato nell'articolo 23 comma 3-bis del DL 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014, [...] *Fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" [...] le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia sono considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ed hanno l'obbligo di offerta sul mercato del giorno prima. [...]* e successivamente recepito nelle deliberazioni dell'AEEGSI 639/2014/R/eel, 667/2014/R/eel e 668/2014/R/eel. Nella tabella seguente si indicano i suddetti impianti.

Tabella 4 - Impianti essenziali ai sensi dell'articolo 23 comma 3-bis del DL 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014

Impianto	Unità	Utente del dispacciamento
San Filippo del Mela 150 kV	UP_S.F._DEL_1	Edipower Spa
San Filippo del Mela 220 kV	UP_S.F._DEL_2	
	UP_S.F._DEL_5	
	UP_S.F._DEL_6	
Milazzo	UP_MILAZZO_1	Edison Trading Spa
Anapo	UP_ANAPO_C.L_1	Enel Produzione Spa
Augusta	UP_AUGUSTA_C_1	
	UP_AUGUSTA_C_3	
Guadalami	UP_GUADALAMI_1	
Porto Empedocle	UP_PORTO_EMP_1	
Priolo	UP_PRIOLO_C_1	
	UP_PRIOLO_C_2	
Termini Imerese	UP_TERMINI_I_4	
	UP_TERMINI_I_42	
	UP_TERMINI_I_5	
	UP_TERMINI_I_6	
Trapani turbogas	UP_TRAPANI_C_1	EON Global Commodities SE – Sede Secondaria Italiana
	UP_TRAPANI_C_2	EONGlobal Commodities SE – Sede Secondaria Italiana
Cte Nuce Nord	UP_CTNUCENORD_1	Erg Power Generation Spa
GTG101/GTG501	UP_GTG1GTG501_1	Gdf Suez Energia Italia Spa
Isab Energy	UP_ISAB_ENER_1	Isab Srl
ImpSud	UP_IMPSUD_2	

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, richiedono in alcuni casi il funzionamento di alcune unità di produzione la cui localizzazione geografica risulta efficace alla soluzione dei vincoli imposti per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito 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.

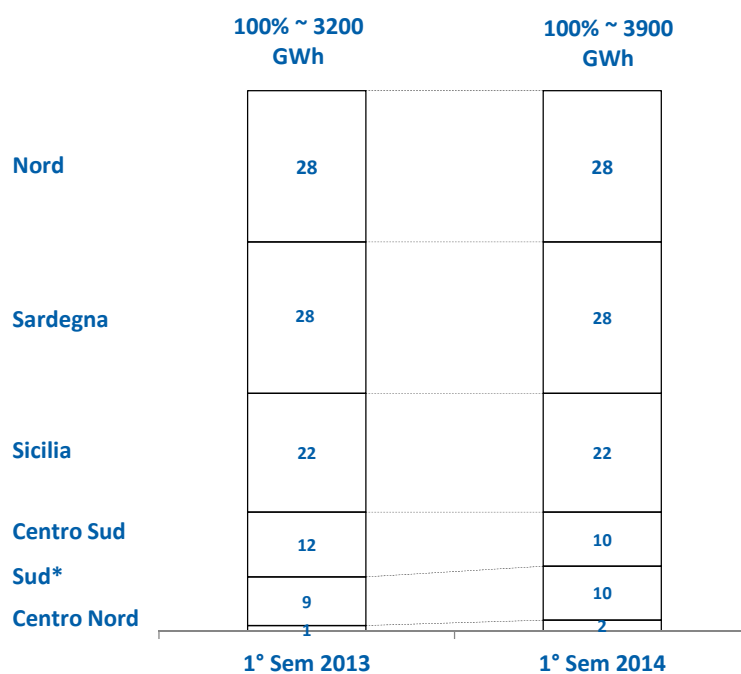
Le attività di sviluppo determinano in generale una riduzione delle altre criticità sopra citate riconducibile principalmente alla più ampia fungibilità delle risorse di dispacciamento nelle zone della RTN attualmente soggette a vincoli di rete.

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 22 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti – nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2013/2014 – 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 aumento delle movimentazioni (+20%) dovuto essenzialmente ad un incremento di utilizzo delle UP nelle isole.

Lato Sicilia le movimentazioni sono dovute alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento, lato Sardegna alle necessità di bilanciamento e regolazione delle tensioni, 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 22 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato

Nella Figura 23 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 2013 – Giugno 2014, 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 2013- Giugno 2014 si è riscontrata una spesa sostanzialmente in linea rispetto al periodo Luglio 2012 – Giugno 2013.

Dall’analisi della Figura 23 si può notare che circa il 50% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla Sicilia e dalla Sardegna che rappresentano circa il 10% 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 le aree produttive 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 2013 – Giu 2014 MSD ex ante

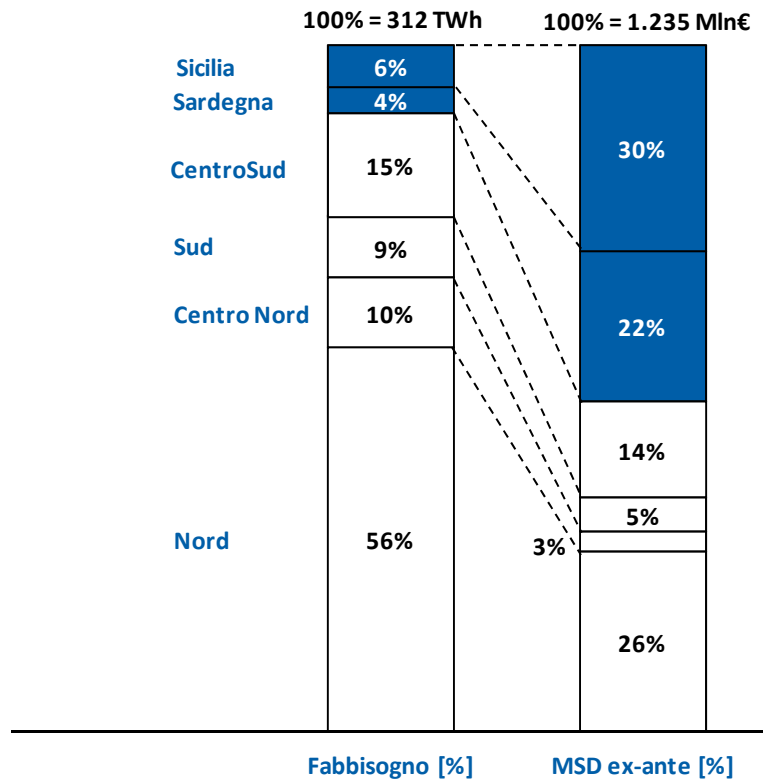


Figura 23 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato (luglio 2013 – giugno 2014)

Allegato 3

Evoluzione della metodologia Analisi Costi Benefici

2015

1 Introduzione

Lo scopo del presente documento è quello di presentare l'evoluzione della metodologia Analisi Costi-Benefici (ACB) applicata da Terna fin dal 2005 nel processo di valutazione delle infrastrutture elettriche pianificate ed inserite annualmente nel Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale (PdS), nel nuovo contesto normativo internazionale ed italiano.

Il processo di aggiornamento di tale metodologia è stato avviato da Terna a valle del primo ciclo consultivo riguardante il processo di definizione del Piano di Sviluppo nazionale, di concerto con l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI), in concomitanza con la pubblicazione della "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development projects" (c.d. Cost-Benefit Analysis methodology, CBA methodology) predisposta da ENTSO-E¹ in ottemperanza al Regolamento (UE) n.347/2013², che ha tenuto conto degli esiti della consultazione pubblica, avvenuta nel 2013, e delle relative opinioni espresse da ACER, Commissione Europea e Stati Membri durante il suo processo di approvazione, al momento ancora in corso.

La base della metodologia ACB di Terna è il confronto dei costi e dei benefici per il sistema elettrico dei principali interventi di sviluppo ai fini del calcolo dell'indice di profittabilità (IP). Con l'aggiornamento di detta metodologia Terna intende perseguire i seguenti obiettivi:

- migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche degli investimenti nello sviluppo della RTN;
- allineare maggiormente i criteri e i metodi nazionali alle *best practices* internazionali, soprattutto considerando quanto avviene in ambito europeo (ENTSO-E);
- assicurare la consistenza delle valutazioni effettuate;
- confermare l'utilizzo di un approccio prudenziale, atto ad evitare eventuali rischi di *double counting*, di sovrastima dei benefici o di sottostima dei costi associati;
- monetizzazione di ciascun beneficio elettrico associato a ciascun investimento di sviluppo analizzato;
- porre la massima attenzione alla riduzione dei costi sostenuti dai consumatori ed utenti del sistema elettrico, che in ultima analisi sopportano il costo delle infrastrutture del sistema di trasmissione nazionale.

Gli obiettivi principali della revisione della metodologia sono principalmente identificabili nella:

- rappresentazione rigorosa dei risultati lato sistema e lato consumatore delle analisi svolte;
- definire in maniera chiara e trasparente la metodologia e gli strumenti più adatti per quantificare i costi e i benefici derivanti da un nuovo intervento di rete, allineandosi, ove possibile, alle *best practices* adottate a livello internazionale;
- adeguamento dei parametri economici;
- classificazione dei progetti di sviluppo (ranking dei progetti) all'interno della stessa categoria di intervento basata su indici sintetici.

Il presente documento fornisce un'analisi sulla letteratura esistente e sulla normativa vigente in tema di analisi costi-benefici sia a livello internazionale, sia a livello italiano (capitolo 2 e capitolo 3), nonché descrive la proposta di evoluzione della metodologia (capitolo 4), evidenziando i principi generali adoperati per svolgere le analisi e le valutazioni dei progetti di sviluppo nazionali ed i relativi costi e

¹ ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development projects (CBA methodology) – 14 novembre 2013

² Regolamento (UE) n. 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-Europee

benefici da quantificare/monetizzare. In particolare, il paragrafo 4.6 è dedicato all'identificazione e alla quantificazione dei benefici elettrici da associare ai principali progetti di sviluppo pianificati nel PdS di Terna.

In appendice (cap. 7) è riportato un approfondimento sul tema della definizione del beneficio correlato al Socio-Economic Welfare³ nel mercato dell'energia (*Socio-Economic Welfare in the energy market*), SEWEM, con indicazione al modello considerato per lo svolgimento delle suddette analisi

³ L'incremento del *benessere socio-economico* in questo contesto è correlato alla riduzione delle congestioni mediante lo sviluppo di un'adeguata *grid transfer capability (GTC)*, tale da permettere che i mercati dell'energia possano scambiare energia in maniera economicamente più efficiente.

2 Quadro di riferimento internazionale

I metodi per la valutazione della sostenibilità economica degli investimenti di sviluppo nel sistema di trasmissione elettrico e di come definirne la priorità sono un tema annoso e tuttora il dibattito è aperto a livello internazionale. Infatti, ad oggi, non esistono specifiche procedure e metodologie consolidate o univocamente condivise per procedere alla valutazione dei costi e dei benefici attesi da un intervento di rete, né per definirne le priorità rispetto ad altri interventi. Risulta difficile veicolare tali valutazioni verso un'analisi oggettiva e non soggetta ad incertezze.

I problemi legati alla definizione di una metodologia di analisi costi-benefici condivisa non derivano tanto dalla stima dei costi di investimento, che sono generalmente soggetti a minori margini di incertezza, piuttosto derivano dalla stima e dalla metodologia di calcolo dei benefici elettrici ed economici derivanti dallo sviluppo della rete di trasmissione. Tale valutazione, infatti, è influenzata da molteplici fattori esogeni tra cui:

- un fattore temporale, poiché i benefici elettrici stimati in sede di pianificazione di un intervento di sviluppo della rete saranno fruibili dopo la sua realizzazione e si estenderanno per molti anni successivamente all'entrata in esercizio dell'opera stessa;
- un fattore fisico, in quanto i benefici impattano su ambiti e grandezze estremamente eterogenei tra loro, come il mercato elettrico, la sicurezza e l'affidabilità del sistema o la sostenibilità ambientale, e caratterizzate da differenti unità di misura (€, MW, MWh, km, ecc.);
- un fattore di correlazione, poiché i benefici attesi da un nuovo intervento sono spesso influenzati dalla realizzazione o meno di altri interventi di sviluppo programmati, che non sempre si riescono a realizzare.

Il presente capitolo vuole fornire un quadro sullo stato attuale della letteratura internazionale disponibile in merito alla definizione di una metodologia di analisi costi-benefici da utilizzare per valutare i progetti di investimento per lo sviluppo delle infrastrutture del sistema di trasmissione elettrico.

In particolare sono descritti i principi introdotti dal Regolamento Europeo n. 347/2014, e le conseguenti attività svolte dai principali attori interessati, come ACER ed ENTSO-E, con un focus sulla Cost-Benefit Analysis methodology (CBA methodology) definita da ENTSO-E.

L'Europa non è stata l'unica a porsi il problema di definire una procedura unica e rigorosa per quantificare i costi ed i benefici delle nuove infrastrutture elettriche di trasmissione. A livello mondiale il CAISO (Independent System Operator della California), ha adottato dal 2004 la propria metodologia costi-benefici, denominata Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM). La metodologia utilizzata dal CAISO presenta delle caratteristiche innovative e valuta un insieme ristretto di benefici elettrici conseguibili a seguito della realizzazione di un intervento di rete, tutti espressi in termini monetari e legati al social welfare.

I documenti citati possono essere considerati la base di partenza per la revisione della metodologia ACB adottata da Terna. Ognuno di essi, infatti, presenta degli elementi che, se utilizzati ed interpretati opportunamente, possono adattarsi anche al contesto nazionale.

Di seguito sono illustrati i contenuti principali dei documenti richiamati.

2.1 Regolamento (UE) n. 347/2013 - Energy Infrastructure package

La definizione di analisi costi-benefici estese e condivise per gli investimenti di sviluppo della rete europea è diventato ancora più rilevante con la pubblicazione del Regolamento (UE) n. 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee (c.d. Energy Infrastructure Regulation), avvenuta lo scorso Aprile 2013.

Il suddetto Regolamento ha come scopo l'implementazione dei corridoi infrastrutturali strategici individuati in sede Europea, mediante la realizzazione di Progetti di Interesse Comune (Projects of Common Interest, PCI), necessari al conseguimento, entro il 2020, degli obiettivi di politica energetica ed ambientale dell'Unione indicati dalle riforme in ambito energetico introdotte finora dall'Unione internazionali tra cui:

- assicurare lo sviluppo ed il funzionamento del mercato interno dell'energia nell'Unione;
- garantire la sicurezza dell'approvvigionamento dell'energia sull'intero perimetro Europeo, anche attraverso lo sviluppo di rotte di approvvigionamento e/o di transito e di fonti di energia alternative, in competizione con le fonti tradizionali;
- promuovere l'efficienza energetica e lo sviluppo di forme di energia rinnovabili sull'intero perimetro dell'Unione Europea;
- favorire l'interconnessione delle reti energetiche attraverso le frontiere, al fine di rendere operativa la solidarietà tra gli Stati Membri ed i paesi limitrofi;
- modernizzare ed ampliare le infrastrutture energetiche europee, apportando benefici all'insieme dell'Unione in termini di competitività e di coesione economica, sociale e territoriale.

Il Regolamento (UE) 347/2013 include i criteri di definizione e selezione delle infrastrutture energetiche di rilevanza strategica per il sistema Europa, in quanto essenziali per il raggiungimento dei suddetti target energetici, e definite dal regolamento stesso come PCI.

Esso, in particolare individua nei piani di sviluppo decennali della rete di trasmissione europea per il gas e l'energia elettrica (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP⁴) pubblicati con cadenza biennale da ENTSOG ed ENTSO-E, la sola base per la selezione dei PCI da includere nella Lista dell'Unione.

Inoltre lo stesso Regolamento ha incaricato le associazioni europee degli operatori dei sistemi di trasmissione per il gas (ENTSOG) e per l'energia elettrica (ENTSO-E) di sviluppare un'apposita metodologia analisi costi-benefici (Cost-Benefit Analysis methodology, CBA methodology) condivisa e unica, da applicare a livello europeo durante il processo di selezione dei PCI e per valutarne la sostenibilità tecnico-economica. Di seguito vengono riportate le parti più significative dell'Allegato V, relativo ai requisiti e ai criteri che la citata metodologia deve seguire:

- Punto 1 contiene indicazioni per la costruzione degli scenari previsionali in cui contestualizzare gli studi e le analisi dei progetti candidati: *«La metodologia si basa su una serie di dati di input comuni che rappresentano i sistemi dell'elettricità e del gas dell'Unione negli anni $n+5$, $n+10$, $n+15$ e $n+20$, dove 'n' è l'anno in cui l'analisi viene effettuata. Questa serie di dati comprende almeno [...] gli scenari relativi alla domanda, ai prezzi dei combustibili [...], i prezzi dell'anidride carbonica, e la composizione della rete di trasmissione e, prendendo in considerazione tutti nuovi progetti importanti in materia di produzione per i quali è stata adottata una decisione finale di investimento e che devono essere messi in servizio entro la fine dell'anno $n+5$ ».*
- Punto 5 definisce alcuni criteri con cui individuare i costi ed i benefici dei progetti di sviluppo candidati a PCI: *«L'analisi dei costi-benefici prende in considerazione almeno i seguenti costi:*

⁴ ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan - TYNDP 2014

spesa in conto capitale, spese operative e per la manutenzione durante il ciclo di vita tecnico del progetto e costi per lo smantellamento e la gestione dei rifiuti, qualora pertinente»;

- Punto 6 afferma che “l’analisi costi-benefici deve considerare [...] anche gli impatti del progetto candidato a PCI su: a) concorrenza in termini di potere di mercato dei diversi operatori e convergenze dei prezzi tra diversi stati membri; b) costi della produzione, trasmissione e distribuzione di elettricità c) costi futuri dei nuovi investimenti nella produzione e trasmissione durante il ciclo di vita tecnico del progetto; d) flessibilità operativa, compresa l’ottimizzazione dell’energia regolatrice e dei servizi accessori; e) resilienza del sistema, compresa la resilienza ai disastri e agli effetti del clima e sicurezza del sistema [...]».

L’Allegato IV riporta i criteri ed i requisiti da valutare per l’eleggibilità di un progetto di sviluppo proposto come PCI:

Punto 2: «a) l’integrazione nel mercato, la concorrenza e la flessibilità del sistema vengono misurate in linea con l’analisi effettuata nell’ultimo piano decennale di sviluppo della rete nel settore dell’elettricità, in particolare: calcolando, per i progetti transfrontalieri, l’impatto sulla capacità di trasferimento della rete in entrambe le direzioni di flusso, misurata in termini di quantità di energia (in MW) o, per progetti con un forte impatto transfrontaliero, l’effetto sulla capacità di trasferimento della rete alle frontiere tra gli stati membri interessati, tra gli stati membri pertinenti e i paesi terzi o all’interno degli stati membri pertinenti, sul bilanciamento tra domanda-offerta e sulle operazioni di rete negli stati membri pertinenti; valutando l’impatto, in termini di costi di produzione e trasmissione dell’energia a livello di sistema e di evoluzione dei prezzi di mercato secondo diversi scenari di pianificazione, in particolare prendendo in considerazione le variazioni sull’ordine di merito. b) La trasmissione dell’energia rinnovabile verso i principali centri di consumo e i siti di stoccaggio viene misurata in linea con l’analisi effettuata nell’ultimo piano decennale di sviluppo della rete nel settore dell’elettricità disponibile, in particolare: per la trasmissione di elettricità, confrontando la quantità di capacità di produzione a partire da fonti di energia rinnovabili [...], collegata e trasmessa grazie al progetto, con la quantità di capacità di produzione totale pianificata a partire da questi tipi di fonti di energia rinnovabili nello stato membro secondo i piani direttivi d’azione nazionali [...]; c) L’interoperabilità e il funzionamento sicuro del sistema sono misurati in linea con l’analisi effettuata nell’ultimo piano decennale di sviluppo della rete nel settore dell’elettricità disponibile, valutando in particolare l’impatto del progetto sulla previsione di perdita di carico [...], in termini di adeguatezza della produzione e della trasmissione per una serie di periodi di carico caratteristici, tenendo conto dei cambiamenti attesi negli eventi climatici estremi e il loro effetto sulla resilienza dell’infrastruttura».

2.2 Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects di ENTSO-E

Il Regolamento (UE) n.347/2013 ha incaricato ENTSO-E di redigere una metodologia comune e condivisa di analisi costi-benefici, per la valutazione dei progetti di sviluppo individuati dagli Stati Membri come candidati ad essere eletti PCI, che fosse coerente con i criteri ed i requisiti definiti ed inclusi nel Regolamento stesso.

ENTSO-E ha quindi avviato uno studio approfondito sul problema di definizione di una metodologia analisi costi-benefici a livello europeo, che ha redatto il documento “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” (CBA methodology), pubblicato lo scorso 14 Novembre 2013, come primo passo del processo di approvazione, per opportuna valutazione da parte degli Stati Membri, della Commissione Europea e da parte dell’ACER, prima della sua approvazione da parte della sola Commissione Europea⁵. Nel documento è descritta una metodologia multi-criterio condivisa a livello

⁵ Il documento “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” (CBA Methodology), inclusivo delle opinioni ricevute dagli stakeholder di settore durante la sua consultazione pubblica, conclusasi il 15 settembre 2013, e delle opinioni rilevanti di ACER, inviata ad

ENTSO-E è consultata estensivamente da Stati Membri, Commissione Europea, ACER, Autorità di Regolazione Nazionali e stakeholder di settore interessati, da utilizzare per la valutazione dei progetti di sviluppo di rilevanza pan-Europea inclusi nel piano di sviluppo Europeo di ENTSO-E (TYNDP) considerando per ciascuno di essi i relativi benefici monetizzati, benefici fisici e in termini di *key performance indicator* (KPI) apportati al sistema di trasmissione Europeo.

A valle delle osservazioni ed opinioni inviate durante la fase consultiva dagli attori del processo di definizione del documento, come indicato dal Regolamento (UE) n. 347/2013, nell'ottobre 2014 ENTSO-E ha proceduto alla finalizzazione della versione del documento e lo ha posto in autorizzazione presso la Commissione Europea. Il documento finalizzato ed approvato dalla Commissione Europea sarà successivamente pubblicato sul sito istituzionale di ENTSO-E.

I paragrafi successivi descrivono gli aspetti principali della CBA methodology di ENTSO-E. In Figura 1 è sintetizzato il processo di analisi costi-benefici utilizzato dai TSO europei per la valutazione delle infrastrutture elettriche di rilevanza pan-Europea incluse nel TYNDP.

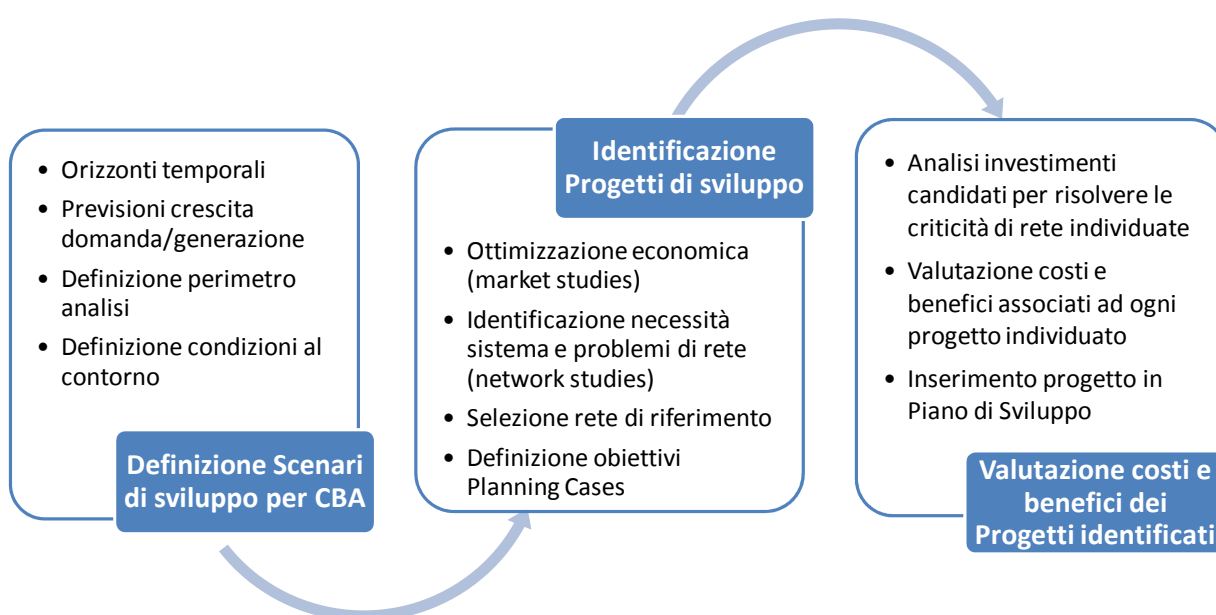


Figura 1 - Processo generale approccio metodologia CBA ENTSO-E per l'identificazione di un nuovo progetto di rilevanza pan - europea

ENTSO-E il 30 gennaio 2014, e della Commissione Europea, inviata ad ENTSO-E il 25 luglio 2014, è al momento in fase di approvazione presso la Commissione Europea, come da procedura del Regolamento (UE) n. 347/2013, Art. 11.

2.3 Aspetti generali della CBA methodology di ENTSO-E

2.3.1 Elaborazione degli scenari di sviluppo

Gli scenari di sviluppo sono gli strumenti attraverso i quali rappresentare una descrizione coerente e comprensiva del sistema energetico futuro e le sue possibili evoluzioni rapportate ad uno specifico orizzonte temporale, che spesso coincide con l'anno di Piano (es. 2020, 2030, 2050, ...). L'essenza dell'analisi degli scenari previsionali è di elaborare le rappresentazioni più plausibili del contesto futuro in cui inquadrare le criticità di rete e gli interventi risolutivi, oggetto di studio. In essi sono contenute le combinazioni di come la generazione futura, la domanda prevista ed il sistema di trasmissione possono interagire insieme all'anno obiettivo considerato.

Attraverso l'elaborazione degli scenari di sviluppo si rappresentano anche le incertezze sugli sviluppi futuri del sistema legate all'evoluzione della generazione e della domanda. Al fine di integrare queste incertezze nel processo di pianificazione del sistema di trasmissione, vengono elaborati un certo numero di casi di sviluppo (*planning cases*), che considerano il livello di domanda prevista, con relativa localizzazione e tipologia dei carichi associati, la posizione delle unità di generazione, i modelli di scambio della potenza, così come le attività di trasmissione previste.

I *planning cases* sono istantanee nel tempo (*snapshots*) lungo questi scenari, che permettono di raffigurare in dettaglio le situazioni di rete riferite a questi istanti nel tempo.

I principali parametri per definire uno scenario di sviluppo in cui collocare la modellizzazione della rete di trasmissione europea e le relative analisi del sistema sono:

- parametri economici (es. crescita economica, costo dei combustibili, prezzi della CO₂, ecc...);
- parco di generazione (es. previsione potenza installata, tipo di generazione, ecc...);
- previsione della domanda (es. impatto delle misure di efficienza adottate, tasso di crescita, previsione curva della domanda, ecc...);
- modello scambi con regioni esterne al perimetro di studio.

Considerando che tra la fase di pianificazione degli interventi di sviluppo e la loro entrata in servizio (*commissioning phase*) possono trascorrere più di 10 anni, risulta difficile stabilire quanto uno specifico scenario sul quale sono basate le analisi di fattibilità di ciascun intervento possa essere plausibile e rispecchiare la realtà futura. Per questo motivo la definizione di più scenari, anche estremi, è utile per avere un perimetro realistico di probabili evoluzioni del sistema elettrico entro cui valutare gli interventi di sviluppo in esame.

In tal senso, la CBA methodology fa riferimento a come definire gli anni orizzonte, in cui sviluppare gli scenari di sviluppo (*time horizons*) nel medio e lungo termine, e a come rappresentare gli scenari di riferimento (*reference scenarios*), introducendo anche la possibilità di effettuare specifiche analisi di sensitività (*sensitivity scenarios*) in relazione a particolari specificità del progetto oggetto dello studio o dell'area in cui esso è collocato.

A tal fine, la CBA methodology suggerisce di studiare:

- almeno due scenari di sviluppo, ad esempio per tener conto delle differenze regionali o per garantire robustezza a differenti evoluzioni del sistema;
- almeno due orizzonti temporali.

Gli scenari di riferimento scelti devono consistere in almeno uno scenario di tipo *top-down*, che rispecchia al meglio le politiche e gli obiettivi europei, ed in uno scenario aggiuntivo, che potrebbe essere di tipo *bottom-up*.

La CBA methodology suggerisce, in base ai data set disponibili, di scegliere tra i seguenti orizzonti temporali di riferimento (Figura 2):

- un orizzonte di medio termine, che si proietta tra 5 – 10 anni rispetto all’anno in cui sono svolte le analisi (scenari TYNDP);
- un orizzonte di lungo termine, che si proietta tra 10 – 20 anni rispetto all’anno in cui sono svolte le analisi (common ENTSO-E scenarios);
- un orizzonte di lunghissimo termine che si proietta tra 30 - 40 anni (ENTSO-E Electricity Highways 2050 reports);
- un orizzonte intermedio rispetto ai precedenti orizzonti temporali.

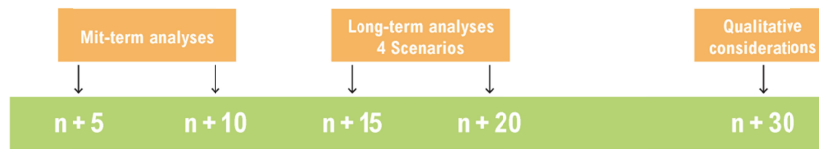


Figura 2 - Scenarios

Per ogni scenario, ENTSO-E suggerisce di costruire un certo numero di *planning cases* (Figura 3) da analizzare con approccio deterministico o di eseguire analisi probabilistiche per individuare le esigenze di sviluppo della rete e, di conseguenza, gli investimenti candidati da valutare con la CBA methodology.

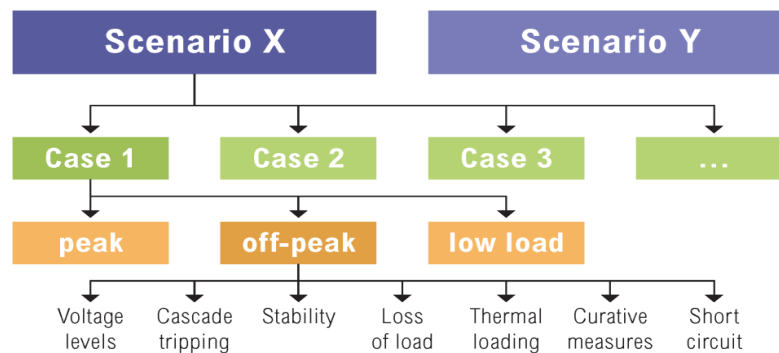


Figura 3 - Scenarios and planning cases

2.3.2 Valutazione dei progetti di sviluppo identificati

La CBA methodology di ENTSO-E indica due possibili approcci per individuare e valutare i nuovi progetti di sviluppo da inserire all’interno del sistema elettrico europeo nell’orizzonte di Piano: l’approccio *TOOT* e l’approccio *PINT*.

L’approccio *TOOT - Take Out One at the Time* consiste nel calcolare i benefici di un progetto partendo da un caso base che contiene tutti gli interventi di sviluppo previsti in esercizio all’anno orizzonte del modello, mettendo fuori servizio unicamente l’intervento in esame. Per differenza tra il caso base ed il caso senza l’intervento di sviluppo, si hanno i benefici da legare all’intervento.

L’approccio *PINT - Put IN one at Time*, invece, considera il calcolo dei benefici di un progetto partendo da un caso base senza interventi di sviluppo e aggiungendo unicamente l’intervento in esame. Per differenza tra il caso con l’intervento ed il caso base, si hanno i benefici da legare all’intervento.

ENTSO-E consiglia di utilizzare il metodo *TOOT* per la valutazione dei *projects* inseriti nel TYNDP, in quanto è più conservativo e permette di valutare i benefici introdotti dal nuovo progetto, senza che la stima dei benefici sia legata alla sequenza temporale di entrata in esercizio (*commissioning*) dei singoli interventi di sviluppo. Clustering degli investimenti

Un elemento innovativo introdotto dalla CBA methodology proposta da ENTSO-E è l’indicazione a clusterizzare, ovvero a raggruppare (*clustering*) gli investimenti di sviluppo (*investment items*) che

compartecipano al conseguimento di un determinato beneficio e di un determinato risultato, definendo così l'individuazione dei clusters (*projects*) candidati ad essere inseriti nel TYNDP. Tali *investment items* sono individuati attraverso le analisi di rete e di mercato effettuate rispetto agli scenari di sviluppo elaborati.

La CBA methodology di ENTSO-E definisce i seguenti criteri che due o più *investment items* devono rispettare per poter essere clusterizzati:

- sono localizzati nella stessa area geografica o nello stesso corridoio infrastrutturale strategico;
- la loro interdipendenza consente di raggiungere uno stesso obiettivo comune e misurabile;
- appartengono ad un piano generale per lo sviluppo di una stessa area o corridoio infrastrutturale.

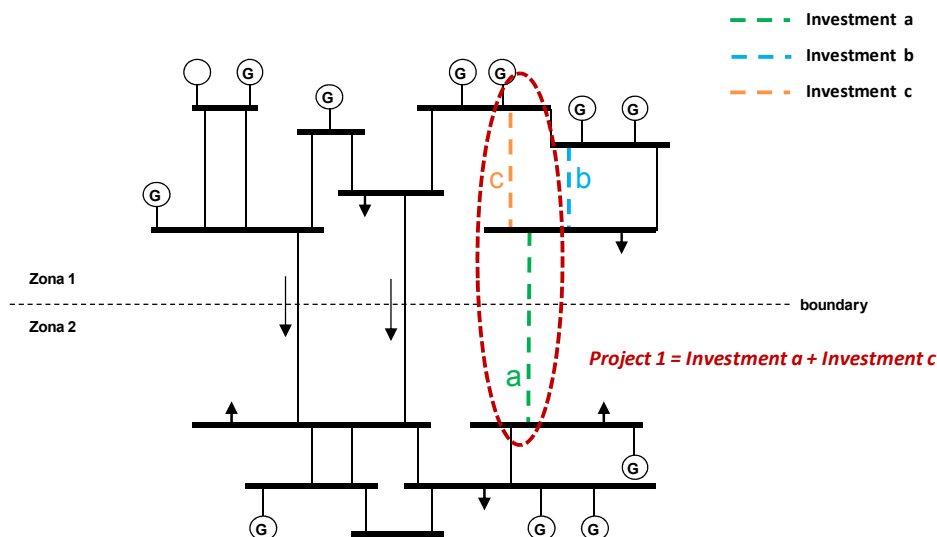
E' importante sottolineare come, nella CBA methodology, l'influenza di ogni singolo investment item sul beneficio complessivo di ciascun project presente nel TYNDP deve essere sostanziale. In particolare, è indicato come due o più *investment items* possano essere clusterizzati se e solo se il beneficio associato a ciascun investimento secondario contribuisce per una quota parte di almeno il 20% al beneficio prodotto dall'investimento principale, identificato come l'incremento di grid transfer capability associata ad ogni specifico project e determinato da un investment item principale.

Infatti, la grid transfer capability (GTC) riflette la capacità di un sistema di trasmissione di trasportare l'energia elettrica attraverso un determinato confine (boundary), cioè da una zona di mercato ad un'altra (es. tra due Paesi o due TSO diversi), o in qualsiasi altra sezione trans-frontaliera (cross-border) rilevante dello stesso corridoio infrastrutturale, avendo l'effetto di incrementare la capacità di scambio transfrontaliero dell'energia tra le due zone (*GTC increase, ΔGTC*). Tuttavia, la variazione della capacità di trasmissione della rete può avvenire anche all'interno di uno stesso Paese o del perimetro di uno stesso TSO e, conseguentemente, essere funzionale all'aumento della sicurezza dell'approvvigionamento o della capacità di allocazione della generazione su un confine interno.

Per esemplificare questa regola di clustering, si può fare riferimento al caso di una nuova linea di interconnessione da realizzare tra la zona 1 e la zona 2 e dei relativi rinforzi di rete associati, come rappresentato in Figura 4. Ipotizzando che la realizzazione della nuova linea di interconnessione (*investment A*) permette di avere come beneficio principale un incremento di capacità di trasporto tra le due zone pari a 500 MW, affinché i relativi rinforzi di rete associati individuati (*investment B e investment C*) siano raggruppati insieme all'investimento principale, ovvero all'investment A, essi devono concorrere singolarmente almeno al 20% del beneficio apportato dall'investimento principale (*investment A*).

In termini numerici questo significa che affinché l'investment B e l'investment C siano raggruppati insieme all'investment A, essi devono contribuire all'incremento di GTC per almeno 100 MW ciascuno. Analizzando distintamente i set di interventi "investment A + investment B" e "investment A + investment C", il beneficio associato complessivo dovrà essere pari ad un incremento di GTC di almeno 600 MW ($\rightarrow \Delta GTC \geq 600 \text{ MW}$).

Inoltre la metodologia CBA di ENTSO-E prevede ulteriori casi specifici di raggruppamento dei progetti, come il fatto che due o più investment items interdipendenti tra loro possono essere raggruppati insieme solo se le rispettive date di entrata in esercizio non differiscano di 5 anni le une dalle altre.



Investment a comporta DGTC= 500 MW

Investment b comporta DGTC= 20 MW

Investment c comporta DGTC=150 MW

$a+b=D520 \text{ MW} \rightarrow$ not clustered

$a+c=D650 \text{ MW} \rightarrow$ clustered

Figura 4 - Formazione dei cluster

2.3.3 Calcolo dei costi e dei benefici

ENTSO-E propone una metodologia di analisi dei costi e dei benefici associati a ciascun progetto di sviluppo basata su un approccio multi-criterio. Ciò significa che i costi ed i benefici calcolati in valori monetari, valori fisici e KPI.

Più in dettaglio, i costi ed i benefici considerati dalla metodologia sono⁶:

- C1. Total project expenditure [Mln€];
- E1. Socio-Economic Welfare (SEW) espresso in valori monetari [M€/anno];
- E2. Variation in losses [MWh];
- E3. Security of supply – SoS:
 - Expected Energy Not Supplied - EENS [MWh/anno]; oppure
 - Loss of Load Expectation - LOLE [h/anno];
- E4. RES integration:
 - minori tagli di energia prodotta da RES [MWh];
 - maggior potenza rinnovabile connessa al sistema di trasmissione [MW];
- E5. Variation in CO₂ emissions [kton/anno];
- K1. Technical resilience/system safety margin [KPI:++/+/0];
- K2. Flexibility: abilità di assicurare che i bisogni del sistema siano soddisfatti in scenari futuri che differiscono dalle presenti proiezioni [KPI:++/+/0];

⁶ La codifica degli indici di beneficio è definita in modo da rendere il più possibile semplice l'associazione/confronto con i rispettivi indici adottati da Terna.

- K3. Environmental impact [km];
- K4. Social impact [km].

Nei paragrafi seguenti sono descritti i metodi di calcolo per la definizione di ciascun beneficio e di ciascun costo.

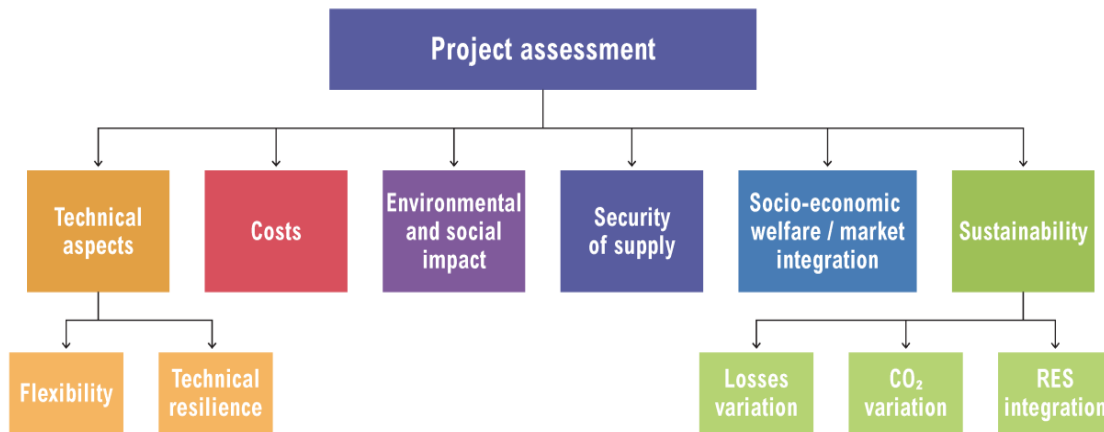


Figura 5 - Categorie principali di valutazione dei progetti di sviluppo nella CBA methodology.

Total project expenditure

La CBA methodology di ENTSO-E suggerisce di considerare per ciascun investimento oggetto di valutazione le seguenti voci di costo:

- costi attesi per i materiali ed assemblaggio;
- costi attesi per soluzioni temporanee che sono necessarie per realizzare il progetto;
- costi attesi ambientali e di accettazione sociale del progetto;
- costi attesi per dispositivi che devono essere sostituiti in un dato periodo (relativo ai cicli di vita);
- costi di smantellamento a fine vita del progetto;
- costi di manutenzione ed esercizio dell'infrastruttura, una volta realizzata.

Poiché la vita utile di un'infrastruttura elettrica è molto più lunga rispetto all'orizzonte di analisi considerato nella CBA methodology, si potrebbe includere nella valutazione anche un opportuno valore residuale usando le classiche formule economiche di deprezzamento utilizzate dal promotore dell'infrastruttura.

Socio-Economic Welfare – SEW (E1)

L'implementazione di un nuovo intervento di sviluppo comporta un miglioramento dell'efficienza di scambi di energia sul mercato elettrico al quale si associa un conseguente incremento di benessere socio-economico per il sistema stesso, noto anche come *Socio-Economic Welfare (SEW)*⁷.

L'efficienza del sistema deriva principalmente dall'incremento di capacità di trasporto della rete, la *grid transfer capacity (GTC)*, in particolare tra due zone di mercato.

Un progetto che aumenta lo scambio tra due diverse zone di mercato attraverso l'incremento della GTC permette alla zona con generazione a prezzo inferiore di esportare energia verso la zona in cui la

⁷ Per un approfondimento sul tema legato al socio-economic welfare si rimanda all'appendice del documento (§APPENDICE)

generazione è più costosa, come mostrato di seguito in Figura 6. La nuova capacità di trasmissione introdotta attraverso un nuovo progetto di sviluppo, quindi l'incremento di GTC associato al progetto, permette di ridurre il costo totale di sistema legato alla fornitura di energia elettrica. Pertanto un progetto di trasmissione è in grado di aumentare il benessere socio-economico globale del perimetro di analisi considerato.

Tale variazione di SEW può essere calcolata grazie a simulazioni cosiddette di mercato con e senza il progetto oggetto di analisi. ENTSO-E suggerisce di eseguire le simulazioni considerando che gli impianti presenti nel perimetro interessate offrano sul mercato soltanto in base ai loro costi variabili di produzione, trascurando possibili strategie legate al potere di mercato di ogni operatore.

Tale indicatore include al suo interno la quota parte monetizzata dei benefici apportati dal progetto analizzato relativi all'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili (E4) e della CO₂ evitata (E5), il cui beneficio quantitativo è calcolato singolarmente attraverso apposite analisi.

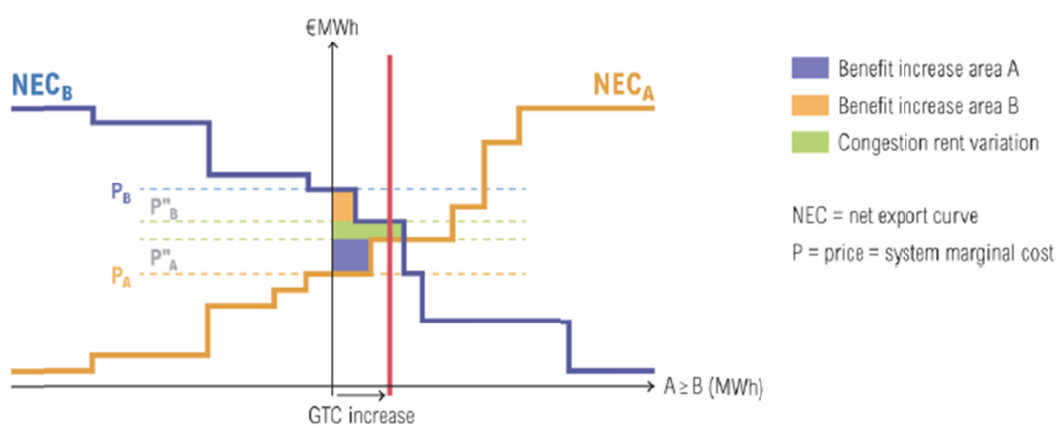


Figura 6 - Illustrazione dei benefici dovuti all' aumento di GTC tra due zone di mercato

Variation in losses (E2)

Il beneficio di efficienza energetica di un progetto è misurato attraverso la riduzione delle perdite termiche nel sistema in cui si trova ad operare. A costanti livelli di transito, in generale lo sviluppo della rete tende a ridurre le perdite nel sistema, aumentando così l'efficienza energetica. Infatti, l'inserimento di un nuovo intervento di sviluppo implica una redistribuzione dei flussi di energia elettrica nel sistema stesso e, conseguentemente, tale redistribuzione comporta anche la variazione delle perdite di rete associate all'esercizio del sistema con il nuovo intervento.

La quantificazione della variazione delle perdite di rete avviene attraverso simulazioni di rete, che permettono di calcolare la differenza delle perdite del sistema con e senza il nuovo progetto, anche considerando un dispacciamento diverso in base ai risultati degli studi di mercato effettuati a monte.

La monetizzazione di tale beneficio può essere effettuata considerando i costi della generazione termoelettrica inclusa nel sistema, grazie alla stima dei costi marginali previsionali di produzione dell'energia elettrica derivanti da apposite simulazioni di mercato.

Security of supply – SoS (E3)

La *security of supply* è definita come l'abilità di un sistema di trasmissione a garantire la fornitura di energia elettrica adeguata, sicura e continua, in relazione al carico servito, in condizioni di ordinario esercizio ed in condizioni di emergenza.

Il relativo beneficio considerato nella CBA methodology è valutato con specifici indicatori che considerano la stima del carico potenzialmente disalimentabile nel caso non si è implementato l'investimento oggetto di analisi.

In particolare esso può essere espresso in termini di *Expected Energy Not Supplied* (EENS) [MWh/anno] e in termini di *Loss of Load Expectation* (LOLE) [ore/anno]. Per il calcolo di questi due indici si utilizzano tipicamente analisi deterministiche o con simulazioni Monte Carlo.

Il calcolo del beneficio di un nuovo intervento avviene valutando la differenza di uno degli indici EENS o LOLE calcolati in uno specifico scenario considerando il modello con il nuovo intervento e il modello senza il nuovo intervento.

RES Integration (E5)

La programmazione di un nuovo progetto può favorire e facilitare la penetrazione di energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili (RES) nel sistema elettrico. In particolare questo aumento di penetrazione delle RES può avvenire principalmente con due modalità differenti:

- attraverso l'aumento della potenza installata che può essere connessa in una determinata porzione di rete;
- attraverso la riduzione del taglio dell'energia generata dalle fonti rinnovabili presenti in una determinata porzione di rete (*riduzione dell'over-generation*).

Il beneficio economico dell'integrazione delle RES apportato da uno specifico progetto di sviluppo in una determinata sezione della rete di trasmissione è considerato all'interno del calcolo del Socio-Economic Welfare (E1), poiché una maggiore produzione da RES implica una modifica del dispacciamento del sistema a discapito delle produzioni termoelettriche.

La valutazione quantitativa del beneficio riconducibile all'integrazione delle RES dello stesso progetto oggetto di analisi avviene, invece, attraverso il calcolo di una delle due grandezze proposte da ENTSO-E come:

- Connected RES, calcolata attraverso studi di rete e riferita all'aumento della quantità di generazione da fonti rinnovabili che può essere connessa alla rete;
- Avoided spillage of RES, quantificazione della diminuzione di generazione rinnovabile tagliata calcolata grazie a studi di mercato.

Variation of CO₂ emissions (E8)

Per ridurre le congestioni di rete, vengono programmati dei rinforzi di rete che possono favorire la generazione elettrica a basse emissioni di carbonio, sostituendo così impianti convenzionali con maggiori emissioni. La programmazione di un nuovo progetto generalmente comporta una variazione del dispacciamento del sistema e quindi anche delle emissioni prodotte dalle centrali termoelettriche. Le emissioni annue a livello di impianto e a livello di perimetro possono essere calcolate considerando per ogni impianto le emissioni specifiche di CO₂ e la produzione annua di ciascun impianto.

Il beneficio economico legato alla riduzione di CO₂ è incluso nel calcolo del Socio-Economic Welfare (E1). Infatti, il prezzo della CO₂ (ETS) utilizzato nello scenario analizzato influenza i costi di produzione degli impianti termoelettrici e, di conseguenza, l'ottimizzazione del dispacciamento dei gruppi di produzione inclusi nel perimetro, che tengono in considerazione anche i fattori di emissione degli impianti termoelettrici presenti nel mix di generazione.

In aggiunta al menzionato beneficio economico ENTSO-E valuta anche il beneficio associato alla riduzione delle emissioni di CO₂ con un valore volumetrico che esprime la variazione, in tonnellate, della CO₂ emessa nell'intero sistema elettrico considerato.

Technical resilience/system safety margin (K1)

Per tale parametro, che si prefigge di stimare l'efficienza e l'affidabilità della rete elettrica in seguito all'introduzione di un nuovo progetto di sviluppo, ENTSO-E suggerisce di calcolare un KPI.

Attraverso il technical resilience indicator sono indicate le possibili criticità di rete da testare, suddivise in tre categorie:

- reazione del sistema nel far fronte a guasti combinati a manutenzioni;
- capacità del sistema nel rispettare i vincoli di rete statica in caso di eventi eccezionali;
- capacità del sistema nel rispettare i criteri per i cali di tensione.

In corrispondenza di ciascuna categoria, per ogni progetto analizzato viene assegnato un certo punteggio. La somma dei vari punteggi determina il valore finale KPI.

Flexibility (K2)

La valutazione della flessibilità del sistema elettrico permette di apprezzare l'utilità di un nuovo progetto di sviluppo apportata al sistema rispetto a diversi possibili scenari e sviluppi futuri. Anche per questo beneficio ENTSO-E per utilizza un KPI per stimarne il valore.

In particolare, nella CBA methodology sono individuate tre diverse caratteristiche associate alla flessibilità di un progetto da stimare:

- abilità del nuovo progetto di mantenere i benefici in tutti i casi studiati;
- abilità del nuovo progetto di mantenere i benefici anche quando altri progetti regionali programmati nell'orizzonte di piano sono ritardati o cancellati;
- abilità del nuovo progetto di rendere possibile lo scambio di servizi di bilanciamento anche tra aree.

Per ognuno dei punti precedenti viene assegnato un certo punteggio; la somma dei vari punteggi determina il valore finale del KPI.

Analogamente all'analisi di resilienza, nei casi in cui la complessità e il numero delle analisi diventa critico si rimanda al giudizio ingegneristico

Environmental Impact (K3)

Questo indicatore quantifica l'impatto locale residuo sulla natura e sulla biodiversità dell'area interessata dalla realizzazione dell'investimento oggetto di valutazione, mirando a dare una misura della sensibilità ambientale connessa al progetto. Il beneficio è quantificato in chilometri di linee aeree, cavi terrestri e/o marini che transitano in aree ambientali sensibili. Tale indicatore considera esclusivamente l'impatto residuo del progetto, cioè soltanto l'impatto che si ha a valle delle misure di mitigazione attuate o da attuare, già considerate nei costi ambientali del progetto (cfr. C1. Total project expenditure).

Social Impact (K4)

L'indicatore di beneficio Social Impact valuta l'impatto residuo dell'investimento oggetto di valutazione sulla popolazione locale interessata dal progetto stesso. Esso viene valutato attraverso studi preliminari e ha lo scopo di indicare la sensibilità sociale associata al progetto.

E' espresso come numero di chilometri di linee aeree o cavi terrestri e/o marini che transitano in zone ad alta sensibilità sociale, come Zone caratterizzate da elevata densità di popolazione e zone caratterizzate dalla presenza paesaggi ed ambienti protetti e tutelati attraverso leggi e direttive nazionali o internazionali. Anche questo indicatore tiene in considerazione solo l'impatto residuo del progetto, cioè soltanto quello a valle delle misure di mitigazione attuate e già considerate nei costi ambientali del progetto.

2.3.4 Discount rate factor

Il tasso di sconto (*discount rate factor*) con cui attualizzare i benefici previsti associati alla realizzazione di ciascun investimento di sviluppo pan-Europeo è un parametro che incide sostanzialmente rispetto alla stima della profittabilità di un nuovo investimento, e conseguentemente sulla sua realizzabilità.

Rispetto alle indicazioni incluse nel Regolamento (UE) n. 347/2013, ENTSO-E è tenuto ad includere nella propria metodologia CBA anche dei parametri di riferimento per stabilire il *discount rate* comune da utilizzare nella valutazione degli investimenti pan-Europei. A tal fine, la CBA methodology stabilisce che il *discount rate factor* può essere calcolato sia in termini reali, sia in termini nominali con coerente adeguamento dei relativi costi e benefici.

Rispetto al valore di *discount rate factor* da utilizzare, la CBA methodology propone i seguenti criteri:

- limite inferiore definito come:
 - tasso a rischio nullo (es. la media dei bond di governo delle nazioni che finanziano il progetto, o il costo del debito dei promotori del progetto);
 - tasso di crescita del prodotto interno lordo (es. una media del tasso atteso di crescita delle nazioni che finanziano il progetto);
- limite superiore, che può essere il più alto costo del debito osservato nelle nazioni che finanziano il progetto.

ENTSO-E sottolinea, inoltre, come, in accordo con le indicazioni stabilite a livello Comunitario, il tasso di sconto dovrebbe essere uguale per tutti i progetti candidati ad essere selezionati come PCI e ad essere inclusi nel TYNDP di ENTSO-E. Questo sia perché tutti i PCI godono di simile accesso al credito e sostegno finanziario dell'Unione Europea, sia perché adottare tassi di sconto diversi potrebbe favorire o penalizzare in maniera impropria i progetti candidati.

2.4 THINK Project - Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package

Nel febbraio 2013 la Florence School of Regulation (FSR) ha pubblicato un report sul tema “*Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package*”⁸ nell’ambito del progetto THINK finanziato dalla Commissione Europea, con il proposito di analizzare e valutare la CBA Methodology predisposta da ENTSO- E in base a quanto sancito dalla draft Regulation “Energy Infrastructure Package” (Reg. (UE) n. 347/2013), nella quale è stabilito anche il processo di identificazione dei Progetti di Interesse Comune (PCI).

Il documento “*Cost Benefit analysis in the context of the Energy Infrastructure Package*” si focalizza principalmente sul verificare che la metodologia proposta da ENTSO-E sia in linea con le “raccomandazioni” suggerite dalla FSR riguardanti il campo di applicazione della CBA Methodology predisposta ed il metodo di calcolo dei benefici netti, analizzando inoltre il metodo utilizzato per classificare i PCI.

Il risultato del lavoro svolto dal THINK project sono una serie di raccomandazioni, riportate di seguito:

1. L’interazione tra progetti deve essere presa in considerazione nell’ambito della definizione del progetto e dello scenario di riferimento: FSR suggerisce di raggruppare tra loro progetti che sono complementari in termini del loro beneficio netto, mentre devono essere separati investimenti competitivi tra loro. I promotori dei progetti dovrebbero essere responsabilizzati

⁸ Cost benefit analysis in the context of the energy infrastructure package, THINK project

nel fornire evidenza della complementarità tra investimenti che fanno parte di uno stesso progetto.

2. Garantire coerenza e qualità dei dati utilizzati nello scenario di riferimento. Una consultazione pubblica può essere un buon modo per assicurare la qualità dei dati per gli scenari di riferimento, in maniera analoga a quanto ENTSO-E già fa per la redazione del TYNDP. E' importante assicurare la coerenza dei dati con l'Energy Road map 2050.
3. L'orizzonte temporale di riferimento per le analisi dovrebbe essere 20-25 anni: in questo modo si ha un buon compromesso tra l'esigenza di valutare effetti di lungo termine e l'aumento di incertezza delle variabili del problema.
4. L'analisi costi-benefici dovrebbe essere concentrata su un elenco ridotto di effetti/indicatori che dovrebbero essere monetizzati. Questa lista è composta da: costi per le infrastrutture, risparmio sui costi di produzione e gross consumer surplus. Eventuali effetti aggiuntivi possono essere rilevanti per specifici progetti e devono essere valutati caso per caso e monetizzati. Esempi di questo tipo di progetti sono quelli con un rilevante impatto ambientale, o che mutano la struttura del mercato, o progetti particolarmente innovativi. In ogni caso, è importante monetizzare tutti gli effetti per aumentare la trasparenza; lasciare i KPI come proposto da ENTSO-E, infatti, porta ad una monetizzazione implicita degli stessi, che potrebbe essere affetta da soggettività di giudizio.
5. L'analisi economica dell'aumento di efficienza derivante dai progetti dovrebbe essere eseguita senza tenere in conto gli effetti di distribuzione.
6. I costi delle infrastrutture devono essere disaggregati: dovrebbe essere un elenco predefinito di voci di costo che i promotori sono tenuti a comunicare separatamente. L'elenco delle voci proposte da ENTSO-E può essere il punto di partenza, ma i costi sostenuti per mitigare l'impatto ambientale e sociale del progetto dovrebbero essere anch'essi presentate separatamente e inclusi nella spesa totale del progetto.
7. Il modello utilizzato per monetizzare il risparmio dei costi di produzione e il surplus lordo dei consumatori deve essere stabilito in maniera esplicita: allo stato attuale ENTSO-E non indica un solo modello per la quantificazione dei benefici, ma fissa soltanto alcune specifiche. E' importante che le ipotesi del modello siano chiaramente spiegate per consentire una corretta interpretazione dei risultati forniti dall'analisi costi benefici. Inoltre, deve essere indicato un modello comune, così da armonizzare la metodologia per tutti i progetti. Analogamente deve essere fatto per il processo di validazione dei dati.
8. Utilizzo di un fattore di attualizzazione comune per tutti i progetti: visto che i PCI avranno tutti lo stesso trattamento regolatorio e potranno godere di sostegno finanziario da parte dell'UE. Quest'adozione potrebbe aumentare la fiducia di investitori potenziali facilitando così l'accesso al capitale. Il valore da utilizzare per i tassi di attualizzazione potrebbe essere deciso tramite consultazioni aperte.
9. Per affrontare l'incertezza degli scenari si deve adottare un approccio stocastico, in coerenza con la *Energy Roadmap 2050*. Il documento ENTSO-E propone già lo studio di più scenari e analisi di sensitivity, ma non un approccio stocastico.
10. Il ranking dei progetti dovrebbe essere basato principalmente sulla monetizzazione del beneficio netto stimato. La metodologia di analisi costi-benefici proposta in questo studio è di tipo stocastico e fornisce una distribuzione di probabilità dei benefici netti rispetto a due ipotesi: una con ed una senza i nuovi progetti. Tuttavia per poter eseguire un ranking dei progetti candidati, deve essere considerato un solo valore. Questo valore può essere ottenuto prendendo il valor medio della distribuzione di probabilità del beneficio netto rispetto ad una ipotesi. Possibili modifiche possono essere possibili per gestire casi particolari.

11. Teoricamente, la metodologia di analisi costi-benefici può essere utilizzata per l’allocazione dei costi: per estendere la metodologia all’allocazione dei costi i risultati dell’analisi devono essere suddivisi tra le diverse aree dei TSO.

2.5 Parere ACER su “Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” di ENTSO-E

Il 30 gennaio 2014 ACER ha pubblicato la propria opinione formale Agency su “ENTSO-E Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” ENTSO-E ha ricevuto il parere formale di ACER⁹. Nel parere, ACER fa principalmente riferimento al “THINK report” e allo studio “Electricity: Project of Common Interest- Selection process - A Report for NRAs - Executive Summary” svolto del Frontier Economics.

Inoltre ACER apprezza gli sforzi fatti da ENTSO-E rispetto alla predisposizione di una metodologia comune e condivisa per l’analisi costi-benefici e al fornire massima trasparenza nel processo di definizione della CBA methodology, tra cui un coinvolgimento di tutte le parti interessate in un ampio processo di consultazione i relativi commenti pervenuti, che costituiscono la base per lo sviluppo di una metodologia di analisi costi benefici condivisa a livello europeo.

Tale parere, a supporto delle conseguente Opinione di Commissione e gli Stati Membri, affronta principalmente tre parti distinte:

- adattamenti necessari della CBA methodology di ENTSO-E prima dell’invio alla Commissione Europea per l’approvazione finale;
- ulteriori sviluppi della CBA methodology di ENTSO-E prima del prossimo processo di selezione dei PCI, previsto nel 2015;
- aggiornamenti e miglioramenti futuri della CBA methodology di ENTSO-E, in linea con il Reg. (UE) n. 347/2013.

Rispetto agli adattamenti necessari della CBA methodology prima dell’approvazione definitiva, le principali osservazioni di ACER riguardano i seguenti aspetti:

- includere nella CBA methodology la descrizione dei processi di definizione del TYNDP, dei PCI e chiarire in quali passaggi la CBA methodology deve essere usata;
- introdurre una specifica sezione in cui definire gli obiettivi della *Cross-Broder Cost Allocation (CBCA)* nell’attuale versione di CBA methodology;
- chiarire l’approccio rispetto ai dati di input negli anni n+5 , n+10, n+15 , n+20 per le analisi e le valutazioni dei progetti;
- adottare un unico valore di *discounting rate factor* da applicare alla metodologia comune in tutta Europa (ACER suggerisce di utilizzare un valore pari a 4%);
- ampliare la monetizzazione degli indicatori dei benefici;
- fornire maggiori informazioni sul Socio-Economic Welfare apportato da ciascun PCI, ripartendo tale indicatore in tre diverse componenti:
 - impatto cross-border ;
 - impatto nazionale su (re)dispatching costs;
 - impatto sulla variazione di generation curtailments;
- distinguere e disaggregare le diverse componenti di costo dei PCI:
 - materiali e costi di assemblaggio;

⁹ Agency position on the ENTSO-E “Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects”, 30 January 2014

- costi per soluzioni temporanee ;
 - costi ambientali;
 - costi di accettazione/sociali;
 - costi di sostituzione dispositivi ;
 - costi di demolizione e/o smantellamento;
 - costi di manutenzione e altri costi durante il ciclo di vita del progetto
- garantire trattamento equo ed imparziale per la valutazione di progetti promossi da TSOs e promotori terzi;
 - includere le definizioni dei termini chiave e l'utilizzo di una terminologia coerente, ove necessario, al fine di aiutare i promotori che dovranno applicare la CBA methodology.

Gli ulteriori miglioramenti suggeriti da ACER prima del prossimo processo di selezione dei PCI, che la Commissione Europea ha avviato a fine 2014, riguardano la definizione di una apposita sezione della CBA methodology riguardante i progetti di stoccaggio e apportare ulteriori sviluppi per una possibile implementazione di un unico *Value of Lost Load (VOLL)*.

Le raccomandazioni di ACER rispetto i futuri aggiornamenti nelle future modifiche della CBA methodology sono principalmente orientate a migliorare le regole per il clustering dei progetti e a quantificare e monetizzare ulteriormente i benefici prima del prossimo TYNDP 2016.

Inoltre ACER ha suggerito di effettuare il ranking dei PCI in base al loro net benefit, a causa della disponibilità limitata di risorse per gli investimenti e di includere nella spesa totale del progetto i costi derivanti dalla mitigazione ambientale o dell'impatto sociale del nuovo progetto oggetto di analisi.

2.6 Opinione della Commissione Europea rispetto alla CBA di ENTSO-E

A fine luglio 2014 ENTSO-E ha ricevuto il parere formale non pubblicato da parte della Commissione Europea rispetto alla CBA methodology, inviata in valutazione anche a Stati Membri ed ACER il 15 novembre 2013.

L'opinione dalla Commissione Europea "sulle metodologie di analisi costi-benefici riguardanti le infrastrutture trans-Europee" contiene conclusioni riguardanti sia la CBA Methodology di ENTSO-E, sia la CBA Methodology di ENTSG.

Tale opinione, nonostante riconosca le evoluzioni fatte dalle CBA methodology di ENTSO-E ed ENTSG nei due anni di preparazione, evidenzia le ulteriori migliorie necessarie da apportare a ciascuna CBA methodology prima dell'approvazione presso la Commissione Europea e, successivamente, da applicare ai futuri piani di sviluppo europei delle due associazioni (TYNDPs). La Commissione Europea ha sottolineato che le ulteriori migliorie da apportare vanno a completare le raccomandazioni e i suggerimenti contenuti nella rispettiva opinione di ACER (cfr. §2.4).

In generale, la Commissione Europea ritiene adeguato il modo in cui ENTSO-E ha condotto una consultazione estensiva tra i vari stakeholders, ma ha richiesto maggiore trasparenza rispetto alla considerazione dei relativi commenti all'interno del processo di definizione della metodologia stessa.

Gli aspetti che la commissione Europea ritiene indispensabile approfondire da parte di ENTSO-E nella CBA methodology riguardano le seguenti tematiche:

- Clustering degli investimenti – nei TYNDP pubblicati fino ad oggi ENTSO-E accorpa e analizza clusters¹⁰ di investimenti di sviluppo la cui affinità può essere di interdipendenza, di

¹⁰ ENTSO-E usa il termine *project* per definire un cluster di interventi di sviluppo, mentre la Commissione utilizza il termine *cluster of projects* per definire un cluster di interventi di sviluppo.

antagonismo o di potenziale competitività'. Tale raggruppamento difficilmente permette una valutazione individuale di ciascun investimento¹¹. Di conseguenza, la Commissione ritiene necessario un approccio robusto che permetta un assessment a livello di singolo intervento e, perciò, preveda una analisi costi-benefici a livello di singolo investimento e non a livello di progetto (secondo la nomenclatura di ENTSO-E), facilitando il processo decisionale dei candidati PCI da parte dei Regional Groups della Commissione. Come soluzione pro tempore, il clustering fatto nel TYNDP 2014 è accettato nei casi in cui i *projects* si compongono di pochi *investment items* e la loro interdipendenza sia facilmente individuabile.

- Calcolo della grid transfer capacity (GTC) – in base al requisito contenuto nell'Annex IV del Reg.(EU) n. 347/2013, un intervento localizzato nel territorio di un singolo Stato Membro ha impatto cross-border se apporta un incremento di GTC di almeno 500 MW. In virtù di tale requisito, la Commissione reputa necessaria una chiara definizione di come deve essere calcolato l'incremento di grid transfer capacity per ciascun intervento di sviluppo candidato ad essere un PCI. Nel definire la metodologia di calcolo della GTC, deve essere esplicitato:
 - il contributo di GTC per ogni investment item;
 - il valore di GTC per ciascuna direzione sul confine cross border;
 - per gli interventi localizzati in un solo Stato membro, su quale frontiera con altro Stato Membro viene apportato l'incremento di GTC;
 - l'indicazione del contributo di ciascun intervento al target di interconnessione di ciascuno Stato Membro e' un ulteriore valore aggiunto.
- Ulteriore monetizzazione dei benefici – nonostante le analisi e gli studi di ENTSO-E si basino su scenari di sviluppo previsionale e non certi, la Commissione raccomanda ad ENTSO-E di migliorare la CBA methodology con ulteriori monetizzazioni degli indicatori di beneficio prima del prossimo TYNDP 2016, in modo da consentire un processo decisionale dei PCI basato sulla valutazione dei benefici globali apportati da ciascun intervento di sviluppo pesato sui costi dello stesso.
- Eguo trattamento dei progetti terzi (third party projects) – la Commissione si raccomanda un trattamento imparziale ed una valutazione equa e trasparente per tutti gli interventi contenuti nel TYNDP (TSOs&non-TSOs e transmission&storage projects). In particolare la valutazione dei progetti deve essere fatta attraverso la CBA methodology per tutti i progetti presenti nel TYNDP.
- Assessment methodology per i progetti storage – anche la Commissione, come l'ACER, richiede di approfondire e dettagliare il metodo di valutazione dei progetti storage.

Infine come commenti validi sia per ENTSO-E, sia per ENTSG, la Commissione definisce un singolo valore di social discount rate da applicare a livello europeo, in particolare nelle valutazioni dei progetti elettrici si la Commissione richiede di considerare una ciclo di vita utile pari a 25 anni ed un real discount rate factor pari a 4%.

Rispetto alla stima dei costi ambientali, la Commissione suggerisce di analizzare più' dettagliatamente i diversi approcci esistenti, senza focalizzare le analisi ambientali solo sulle aree sensibili.

In ultimo, la Commissione richiede maggiori riferimenti alla Physical and Cyber security rispetto alle differenti misure di protezione da applicare alle reti di trasmissione.

¹¹ ENTSO-E usa il termine *investment item* per definire un singolo intervento di sviluppo, mentre la Commissione utilizza il termine *project* per definire un singolo intervento di sviluppo.

2.7 Stato attuale e ulteriori sviluppi della CBA methodology di ENTSO-E

Alla luce delle proposte, dei suggerimenti e delle raccomandazioni che Commissione Europea ed ACER hanno espresso durante la fase di valutazione della CBA methodology di ENTSO-E, e considerando anche i commenti degli stakeholders emersi durante diversi incontri avvenuti attraverso il processo di definizione della CBA methodology iniziata nel 2012 (es. workshop pubblici, incontri bilaterali, consultazione pubblica, ...), ENTSO-E proseguirà con l'implementazione e l'aggiornamento della propria metodologia, coerentemente con il processo indicato nell' Art. 11 del Reg. (UE) n. 347/2013.

I principali aspetti su cui si sono focalizzate gli sforzi prima dell'invio della CBA methodology revisionata per la sua approvazione, avvenuto lo scorso ottobre 2014, sono i seguenti:

- applicazione di un comune *discount rate factor* comune pari al valore di 4% indicato dalla Commissione Europea e da ACER per la valutazione dei progetti;
- definire due orizzonti temporali omnicomprensivi di medio e lungo termine, in cui collocare i time horizons $n+5$, $n+10$, $n+15$ ed $n+20$ per gli scenari di sviluppo;
- ribadire l'approccio equo ed imparziale per la valutazione di progetti promossi da TSOs e da terze parti, anche in applicazione della CBA methodology;
- includere le definizioni dei termini chiave e l'utilizzo di una terminologia coerente;
- dettagliare la metodologia CBA per i progetti storage;
- predisporre delle raccomandazioni generali rispetto all'applicazione della CBCA.

2.8 CAISO - Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)

Nel giugno del 2004, il CAISO (California Independent System Operator) ha pubblicato il documento "Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)", che illustra un'innovativa metodologia di specificando dei principi base per valutare la profittabilità di un nuovo investimento nella rete di trasmissione.

In particolare, la proposta avanzata dal CAISO elenca cinque aspetti principali migliorativi rispetto ai criteri tradizionali di valutazione adottati per il sistema di trasmissione:

- utilizzo di uno schema standardizzato per calcolare i benefici di un progetto di espansione della rete di trasmissione. Il beneficio è monetizzato e legato al welfare. In questa fase sono svolte diverse analisi economiche in funzione dei vari utenti del sistema (es. policy makers, consumatori produttori, operatori di sistema,...);
- utilizzo un modello di rete per studiare i vincoli fisici della rete di trasmissione e gli impatti economici del progetto;
- fornisce un metodo di simulazione che può modellare l'impatto delle strategie di offerta sui prezzi di mercato. Ciò permette non solo di calcolare il social welfare in termini di total surplus, ma anche di includere i benefici del consumatore derivanti dalla riduzione del potere di mercato dei produttori;
- gestisce l'incertezza riguardante gli scenari di riferimento futuri sviluppando una metodologia per selezionare un insieme di casi rappresentativi. In particolare ad ogni caso studio deve essere poi assegnata una probabilità di accadimento, in modo da poter determinare il beneficio atteso e la relativa incertezza;
- analizzare l'interazione tra la generazione, il demand-side management e le decisioni sullo sviluppo del sistema di trasmissione, riconoscendo in che modo un rinforzo di rete può impattare sulla profittabilità degli investimenti rispetto alle nuove risorse.

Nei paragrafi successivi sono illustrati in maniera più dettagliata i cinque principi di base introdotti.

2.8.1 Schema standard per la valutazione dei benefici

La metodologia proposta dal CAISO vuol fornire uno standard per la valutazione dei benefici a livello regionale e in maniera distinta per consumatori, produttori e proprietari della rete di trasmissione rispetto ad ogni tipo di investimento. In particolare, i benefici calcolati in relazione ad un nuovo intervento di sviluppo cambiano in funzione di chi finanzia il progetto.

Per poter valutare i benefici per ogni tipo di investitore, essi sono scomposti in tre diverse componenti:

- Consumer Surplus (CS);
- Producer Surplus (PS);
- Congestion Revenue (CR).

Lo scopo di questo schema di calcolo è quello di fornire ai decision-makers un utile strumento per la valutazione dei benefici in maniera coerente ed efficace.

2.8.2 Rappresentazione della rete elettrica

Lo studio del CAISO evidenzia l'importanza di modellizzare fisicamente la rete di trasmissione dell'energia per prevedere correttamente l'impatto di un potenziale rinforzo di rete e per verificare che siano rispettati i requisiti di affidabilità e sicurezza di approvvigionamento durante il suo esercizio.

Lo studio fissa anche i requisiti che devono essere posseduti da un software di simulazione che considera i costi di produzione e la rete, come riportati nella tabella numero.

1.1.1 Strategie di offerta e prezzi di mercato

Lo studio pone grande attenzione al calcolo dei prezzi di mercato derivanti dalle simulazioni, in quanto essi influenzano fortemente il social welfare. Con l'approccio adottato dal CAISO, le strategie di offerta degli operatori sono opportunamente modellate.

Il CAISO ha ritenuto di fare questa scelta perché modellare le offerte di mercato considerando i soli costi variabili di produzione non rispecchia l'effettivo funzionamento di un sistema liberalizzato

Esistono due tecniche principali per modellare le strategie di offerta dei produttori nel mercato:

- modelli basati sulla teoria dei giochi, in cui tipicamente vengono considerati una serie di produttori che offrono strategicamente. Ognuno di essi è assunto come alla ricerca di massimizzare il profitto atteso, cambiando la sua strategia di offerta in risposta alla strategia di offerta dei concorrenti. Tali modelli sono adatti per simulare strategie in scenari previsionali molto diversi dagli attuali, ma richiedono un elevato sforzo computazionale non sempre gestibile;
- modelli basati su dati storici, che cercano di stimare la relazione tra certe variabili di mercato ed il potere di mercato dei produttori. Un approccio è quello di studiare la differenza tra i prezzi competitivi stimati e i prezzi che si sono realmente manifestati o la differenza tra le offerte competitive stimate e le offerte effettivamente realizzate. Questi tipi di modelli sono più facili da sviluppare e hanno la garanzia di essere legati a dinamiche reali, ma difficilmente si adattano a scenari previsionali le cui dinamiche di mercato e le ipotesi dello scenario sono molto diverse dalle attuali. Il CAISO ha utilizzato questo tipo di approccio per il suo studio.

Tabella 1: Requisiti del software di simulazione.

No.	Requirement
1	Must use a network model that is derived from a WECC power flow case.
2	Performs either a DC or AC OPF that correctly models the physical power flows on transmission facilities for each specific hourly load and generation pattern.
3	Capable of modeling and enforcing individual facility limits, linear nomograms, and path limits.
4	Capable of modeling limits that vary based on variables such as area load, facility loading, or generation availability.
5	Capable of modeling only those limits of interest (typically only 500 kV and selected 230 kV system limits)
6	Models phase shifters, DC lines, and other significant controllable devices
7	Capable of calculating nodal prices.
8	Capable of plotting the hourly flows (either chronologically or by magnitude) on individual facilities, paths, or nomograms.
9	While not required, it is desirable for the simulations to model transmission losses.

2.8.3 Incertezza

Come sottolineato dallo studio, la decisione rispetto a quali rinforzi di rete programmare è complicata da rischi e dalle incertezze sul futuro.

Tra i principali fattori di incertezza individuati vi sono la previsione della domanda, i costi dei combustibili, l'esercizio del potere di mercato dei produttori, la generazione entrante e uscente, la disponibilità delle risorse idroelettriche.

Le principali ragioni per cui si deve tenere conto dell'incertezza sono:

- i cambiamenti futuri del sistema che possono influenzare significativamente i benefici associati ad un determinato rinforzo di rete. Infatti, storicamente è stato visto dal CAISO come spesso la relazione tra i benefici sulla rete di trasmissione e le condizioni del sistema elettrico non sia lineare. Perciò, valutare i benefici di un nuovo progetto considerando solo i valori medi delle future condizioni del sistema può portare ad una sottostima o ad una sovrastima dei risultati.
- l'esperienza insegna che i rinforzi del sistema di trasmissione assumono un valore molto importante durante condizioni estreme del sistema elettrico.

Per questi motivi il CAISO propone di considerare possibili range di variabilità per i benefici.

2.8.4 Risorse alternative all'espansione del sistema di trasmissione

La metodologia proposta dal CAISO tiene in considerazione l'evoluzione di risorse alternative al sistema di trasmissione, in funzione delle ipotesi dello scenario. In particolare, viene ottimizzata la generazione sia per lo scenario con, sia per lo scenario senza lo specifico rinforzo di rete.

E' stata fatta questa scelta perché valutare i benefici di un nuovo progetto, senza considerare la possibile evoluzione della generazione, potrebbe portare a delle sottostime o a delle sovrastime dei benefici associati.

Per considerare i piani di investimento privati vengono modellate le redditività delle decisioni di sviluppo della generazione nella rete di trasmissione ipotizzata. In particolare, viene utilizzata un'analisi di tipo "what-if".

Ad esempio, viene analizzato un caso in cui l'intervento di sviluppo da realizzare è una specifica nuova linea di trasmissione. questa Attraverso la scelta della specifica infrastruttura da realizzare viene stimata la redditività derivante dalle decisioni di investimento rispetto alla generazione. Questo caso viene poi confrontato con un altro in cui non è stato realizzato il rinforzo di rete ed in cui è valutata la nuova redditività degli investimenti di generazione. A questo punto viene ottimizzata l'ipotesi di sviluppo della

nuova generazione con e senza il nuovo rinforzo di rete. La differenza di costo tra i due scenari, inclusi i costi fissi e variabili delle nuove risorse, è il valore del nuovo rinforzo di rete proposto.

La metodologia proposta dal CAISO tiene in considerazione le opzioni di sviluppo seguenti:

- Central station generation;
- Demand-side management;
- Renewable generation and distributed generation;
- Modified operating procedures;
- Additional remedial action schemes (RAS);
- Alternative transmission upgrades;
- Any combination of the above.

2.9 Considerazioni finali

L'applicazione dei cinque principi definiti dal CAISO ed illustrati dipende dal progetto specifico. Lo studio, svolto infatti, sottolinea che la valutazione completa è indicata soltanto per gli interventi di maggior entità, come l'interconnessione tra due zone. Per progetti più piccoli la metodologia può essere semplificata considerando soltanto alcuni aspetti.

Infine, il documento illustra i potenziali sviluppi della metodologia, riportati nella Tabella 2 seguente.

Tabella 2: Sviluppi proposti per la metodologia TEAM. Fonte Caiso

	Key Principle	Potential Areas of Enhancement
1	Benefit Framework	a.) Enhance methodology to handle companies and sub-regions that will continue to plan on contract path basis (e.g. LADWP).
		b.) Greater disaggregation of participant benefits to company level.
2	Network Representation	a.) Review impact and trade-offs involved in modeling select 230 kV lines and develop recommendation for 230 kV line inclusion.
		b.) Develop methodology to Include losses and wheeling charges.
		c.) Develop greater understanding of phase shifter operations and model accordingly.
3	Market Prices	a.) Enhance RSI methodology by considering mark-ups in non-CA regions and alternative regression forms.
		b.) Review and test alternative approaches for forecasting market prices including game theory.
4	Uncertainty	a.) Evaluate ways to streamline approach so that more sensitivity cases can be run
		b) Develop probabilities for hydro and under- and over-build scenarios.
5	Resource Alternatives	a.) Develop more resource alternatives to evaluate including renewable and demand-side resources.
	Other	a) Add unit commitment, short-term load forecast uncertainty, and partial heat rate data
		b) Optimize hydro storage subject to constraints
		c) Disaggregate generator data further to represent generators by unit instead of plant.

3 Attuale metodologia Analisi Costi-Benefici di Terna

Nel seguito si riporta la metodologia adottata dal 2005 da Terna per l'analisi costi-benefici (ACB) degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione nazionale che sarà oggetto di rinnovamento secondo quanto riportato nel capitolo 4 del presente documento.

In base alle esigenze del sistema elettrico, Terna seleziona una serie di investimenti prioritari da sottoporre alla propria metodologia di analisi costi-benefici.

Tali investimenti sono classificati in base al principale beneficio apportato al sistema:

- Categoria A: Aumento capacità di interconnessione;
- Categorie B: Riduzione delle congestioni tra zone di mercato;
- Categorie C: Riduzione congestioni intrazonali e vincoli alla capacità produttiva;
- Categoria D: Incremento sicurezza e affidabilità della rete in aree metropolitane;
- Categoria E: Incremento della qualità, della continuità e della sicurezza del servizio elettrico;

In base alla categoria e alle peculiarità dell'investimento candidato vengono stimati i costi di realizzazione (Tabella 3) ed una serie di benefici (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

Dopo aver individuato e monetizzato i costi ed i benefici, Terna li attualizza considerando un orizzonte temporale di 20 anni ed un tasso di sconto assunto convenzionalmente pari al tasso di remunerazione riconosciuto a Terna per gli investimenti in capacità di trasmissione secondo il periodo di regolazione di riferimento. Rapportando poi i benefici ai costi attualizzati viene calcolato l'indice di profittabilità degli investimenti (IP). Se l'IP è maggiore di 1 si ha un ritorno, in termini di benefici per il sistema Paese, maggiore dell'investimento sostenuto.

Nelle tabelle seguenti sono riportati i costi ed i benefici finora considerati ai fini del calcolo dell'IP.

Tabella 3: Costi considerati da Terna nella metodologia attuale

COSTO	DESCRIZIONE
Costi di capitale (CAPEX)	Viene ipotizzato che l'investimento venga realizzato nei tre anni precedenti all'entrata in servizio
Oneri di esercizio e manutenzione (OPEX)	Stimati forfettariamente come l'1,5% del costo di capitale(0,5% per realizzazioni in corrente continua)
Costi di demolizione¹²	Calcolati come il 30% del valore a nuovo delle linee e come il 10% del valore a nuovo delle stazioni
Costi derivanti da modifiche del progetto iniziale	Utilizzato nella prima fase della stima del CAPEX, pari fino al 10% del valore complessivo previsto per la realizzazione dell'intervento. È successivamente ridotto a seguito dell'aggiornamento del CAPEX dell'intervento stesso a seconda dello stato di avanzamento (dalla progettazione alla realizzazione).

¹² Non sono considerati i costi di demolizione degli ATR che, data la possibilità di recupero dei materiali, comporterebbero un risparmio piuttosto che una spesa.

Tabella 4: Benefici considerati da Terna nella metodologia ACB attuale

Benefici valorizzati
BT1: Aumento energia scambiata con l'estero
BT2: Riduzione delle perdite di rete
BT3: Riduzione rischio energia non fornita (ENF)
BT4: Riduzione di congestioni su sezioni critiche della rete
BT5: Riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili
BT6: Investimenti evitati
BT7: Riduzione dei costi per servizi di rete
BT8: Riduzione delle emissioni di CO ₂

3.1 Dettagli dell'attuale metodologia Analisi Costi Benefici di TERNA

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 dettagliate nel paragrafo 0 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 3.1.4 sono :

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

Una volta determinati costi e benefici di ogni progetto, si effettua un'analisi comparativa per definirne l'efficacia. I benefici ed i costi vengono confrontati per ricavare i benefici netti per un orizzonte convenzionale di analisi di 20 anni¹³.

L'ipotesi convenzionale utilizzata per la collocazione dei costi capitale nelle analisi prevede di norma che il totale dell'investimento venga effettuato durante i tre anni precedenti l'entrata in servizio¹⁴. Tale ipotesi non riflette la reale collocazione degli investimenti che generalmente comporta la realizzazione in anticipo delle opere che apportano il beneficio tecnico/economico lasciando per ultime le opere di razionalizzazione e demolizione. In tal senso si ottimizza la fruizione del beneficio e si effettuano valutazioni più prudentiali.

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). 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%¹⁵, 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. 607/13¹⁶).

Dal confronto tra i costi e i benefici si ottengono i seguenti indicatori di prestazione dei risultati dell'analisi:

- **Indice di Profittabilità (IP):** ossia il rapporto tra i benefici ed i costi attualizzati dell'intervento. 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.
- **Valore Attuale Netto (VAN o NPV):** il VAN è il valore attualizzato dei benefici netti generati dall'investimento.

3.1.1 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 (capitolo 2), unitamente alle assunzioni tecniche e macroeconomiche, oltre che ai criteri utilizzati per l'elaborazione

¹³ Si trascura quindi il valore residuo al ventesimo anno. Tale approccio tiene anche conto della potenziale incertezza di mantenimento nel tempo dei benefici considerati.

¹⁴ La procedura di attualizzazione dei costi attualmente adottata nel PdS, che prevede che le spese di investimento vengano sostenute nei tre anni precedenti l'entrata in esercizio delle opere, è una stima prudentiale che tiene conto dei tempi medi di realizzazione dei progetti più complessi. Al riguardo, si rappresenta che la quasi totalità delle spese di realizzazione si colloca ben oltre l'ottenimento delle autorizzazioni: a valle della definizione del progetto esecutivo, dell'ottenimento delle autorizzazioni secondarie e delle servitù di passaggio, e dell'espletamento delle procedure di procurement. Occorre tenere presente che una stima attendibile della programmazione temporale delle spese di realizzazione di ciascun intervento è possibile solo a valle dell'ottenimento delle autorizzazioni del progetto definitivo, ossia in tempi successivi all'approvazione dell'intervento stesso.

¹⁵ Le analisi costi-benefici riportate nel PdS sono effettuate nell'ottica del sistema e mettono a confronto i costi di investimento con i benefici per gli utenti del sistema elettrico. Dal punto di vista metodologico i flussi di cassa di benefici e costi andrebbero scontati al tasso di rischio applicato per l'investimento alternativo di chi è titolare dei flussi, cioè il consumatore elettrico. L'utilizzo di un tasso di attualizzazione che rifletta l'effettivo rendimento del denaro porterebbe alla scelta di un tasso pari a quello riconosciuto per i BTP con criterio di indicizzazione pari all'inflazione, cioè il costo che realmente sconta il risparmiatore.

¹⁶ 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.

degli stessi. Come riportato nel Piano di Sviluppo¹⁷ tali scenari sono costruiti in coerenza con la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e con gli scenari di sviluppo del sistema europeo.

I dati utilizzati per creare gli scenari devono essere coerenti con gli scenari di ENTSO-E.

I modelli previsionali necessari per simulare il comportamento del sistema elettrico 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 del sistema.

In particolare, la definizione delle esigenze di sviluppo avviene attraverso l'utilizzo dello scenario più critico, ossia quello scenario in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio della rete di trasmissione. A partire da questo quadro di riferimento, per definire le soluzioni di intervento e l'incremento di capacità di trasporto ad esse associato, vengono sviluppati i modelli su cui effettuare gli studi e le analisi di sensitività necessari, focalizzati sulla specifica porzione di rete interessata.

In esito a tali studi, le soluzioni di intervento individuate, con i relativi parametri fisici, sono valutate attraverso le 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 oggetto di analisi. Le analisi di sostenibilità economica sono riferite ad un orizzonte ventennale, assunto convenzionalmente come rappresentativo della vita utile dell'investimento stesso. Tale approccio è adottato prudenzialmente per tenere in conto gran parte delle incertezze alla base degli scenari di riferimento utilizzati ed evitare eventuali rischi di *double counting*, di sovrastima dei benefici o di sottostima dei costi associati.

Le analisi per il calcolo dell'IP sono effettuate sui singoli interventi confrontando il comportamento del sistema in assenza e in presenza dell'intervento da analizzare, considerando di norma presenti nel modello oggetto di studio tutti gli interventi di sviluppo, la cui entrata in servizio è programmata nell'orizzonte temporale di riferimento.

Nei casi in cui esista una correlazione tra diversi interventi di sviluppo, ossia i benefici di uno specifico intervento dipendono in modo significativo dalla presenza di un altro intervento, si fa in modo di assegnare a ciascun intervento i soli benefici incrementali rispetto ad eventuali interventi correlati ad esso per propedeuticità e/o per temporalità.

Nei casi specifici in cui sia particolarmente forte l'interdipendenza tra diversi interventi e risultati complesso identificare separatamente i benefici associati ai singoli interventi, nel Piano di Sviluppo viene data evidenza delle valutazioni riferite all'intero cluster formato dalle opere correlate ed interdipendenti.

3.1.2 Ipotesi alla base del calcolo dei costi

Le voci di costo considerate nelle ACB 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:
 - 30% del valore rispetto al costo di realizzazione di nuove linee;

¹⁷ cfr. documento Piano di Sviluppo 2015, capitolo 2

- 10% del valore rispetto al costo di realizzazione di nuove stazioni, escludendo i trasformatori, la cui demolizione rappresenterebbe, semmai, un piccolo saldo positivo (+1%) grazie al recupero del ferro e del rame.

La valutazione dei costi di investimento necessari per la realizzazione delle infrastrutture di rete pianificate (elettrodotti aerei, linee in cavo e stazioni elettriche) si articola in diverse fasi di seguito descritte:

- la prima fase, in sede di pianificazione dell'intervento, 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, rielaborando i dati per riportarli ad una classificazione utile per la determinazione dei costi unitari¹⁸;
- 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 istituzioni, 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'infrastruttura di rete. 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 occorsi durante la costruzione.

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

¹⁸ 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.

- 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.

3.1.3 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 (semplice o doppia terna) con sostegni a traliccio tradizionale o monostelo;
- impiego del conduttore alluminio–acciaio ACSR di diametro pari a 31,5mm (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 livello di tensione 380 kV, non può prescindere dalla natura del terreno e pertanto si è proceduto ad una suddivisione ulteriore che prevede un costo differente 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 situati in zone appenniniche o subalpine, 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 costo 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 (es. 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 criteri¹⁹:

- 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 valutando 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:

¹⁹ Separatamente si considerano anche stazioni di transizione aereo-cavo con presenza di reattanze shunt di compensazione da 200 MVA.

- 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.;
- 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, ecc.) 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.

3.1.4 Ipotesi alla base del calcolo dei benefici

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 energia scambiata con l'estero
- BT2: riduzione delle perdite di rete
- BT3: riduzione rischio energia non fornita
- BT4: riduzione di congestioni su sezioni critiche della rete
- BT5: riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili
- BT6: investimenti evitati
- BT7: riduzione dei costi per servizi di rete
- BT8: riduzione delle 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.

Aumento energia scambiata con l'estero (BT1)

È 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.

$$\text{Beneficio annuo} = \text{TTC}_{\text{picco}} * h_{\text{eq}} * \Delta_{\text{prezzo}}$$

dove:

- $\text{TTC}_{\text{picco}}$: aumento della Total Transfer Capacity associata alla realizzazione del nuovo intervento di sviluppo [MW];
- h_{eq} : ore equivalenti annue di utilizzazione dell'interconnessione [hh];
- Δ_{prezzo} : differenziale di costo dell'energia tra l'Italia e l'estero stimato [€/MWh].

Riduzione delle perdite di rete (BT2)

È 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 5), 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.

$$\text{Beneficio annuo} = \Delta l_{\text{picco}} * h * \text{CMA}$$

dove:

- Δl_{picco} : delta 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 5 – 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 2009 a giugno 2014, pari a 66 €/MWh.

Riduzione rischio 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 esempio 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 (Monte Carlo) 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:

$$\text{Beneficio annuo} = P_{\max(N)} * h_{eq(N)} + \sum_i P_{\max(N-1)i} * \tau_i * h_{eq(N-1)i}$$

dove:

- P_{max} è la potenza massima che, in assenza dell'intervento di sviluppo, non risulta possibile alimentare in sicurezza N ed N-1
- i è la i -esima indisponibilità di un elemento di rete che potrebbe causare criticità nell'alimentazione del carico;
- τ_i è il tasso di indisponibilità per guasto dell'elemento di rete che in N-1 causa criticità nella porzione di rete in esame
- h_{eq} sono le ore equivalenti della potenza massima disalimentata sulla porzione di rete in esame²⁰

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 4.900 €/MWh (rapporto tra PIL nazionale e domanda nazionale annua di energia elettrica per l'anno 2013²¹).

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.

Riduzione di congestioni su sezioni critiche della rete (BT4)

È 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).

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

dove:

²⁰ 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.

²¹ 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.

- $P_{Liberata}$ è la potenza di generazione sostituita con potenza più efficiente liberata per effetto della realizzazione dell'intervento [MW];
- ΔC è il differenziale di costo di produzione [€/MWh];
- h_{eq} sono le ore equivalenti annue di utilizzo stimate della potenza liberata [hh].

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 6.2 del PdS edizione 2015), 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);

$$\text{Beneficio totale} = P_{Liberata} * \text{Costo Installazione}$$

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

Tale beneficio si riferisce alla 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 2300²² 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 precedente) data l'aleatorietà della fonte primaria.

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

dove:

- P_{picco} è la potenza di generazione da FER liberata (espressa in MW) per effetto della realizzazione dell'intervento [MW];
- h_{eq} sono le ore equivalenti annue di congestione evitata [hh];
- C_{FER} è il costo variabile di un impianto rinnovabile;
- C_{CC} è il costo variabile di un impianto CCGT che il rinnovabile andrebbe a rimpiazzare.

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.

²² 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.

Riduzione dei costi per servizi di rete (BT7)

È 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.

Riduzione delle emissioni di CO₂ (BT8)

È 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 mesi del valore del mercato delle unità di emissione²³.

$$\text{Beneficio annuo} = (\Delta I_{\text{picco}} * h * \eta_{\text{emissione}} + \Delta \text{MIX}) * C_{\text{emissioni}}$$

dove:

- ΔI_{picco} : delta perdite di rete alla punta misurate in MW, espresse dal relativo indicatore tecnico;
- h : ore di utilizzazione annue delle perdite alla punta;
- $\eta_{\text{emissione}}$: coefficiente di emissione;
- ΔMIX : Minori emissioni per migliore mix produttivo;
- $C_{\text{emissioni}}$: costi di emissione.

Riepilogo principali parametri per la monetizzazione dei benefici

In Tabella 6 è riportato un riepilogo dei principali parametri economici utilizzati al fine di monetizzare i benefici.

Tabella 6 – Ipotesi base per il calcolo dei benefici

PARAMETRI MONETIZZAZIONE BENEFICI	
Differenziale prezzo energia per interconnessioni	10÷30 €/MWh
Valore delle perdite	66 €/MWh
Valore dell'ENF ²⁴	4.900 €/MWh
Costo installazione Turbo Gas	210 k€/MW
Costo installazione Ciclo Combinato	500 k€/MW

²³ 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 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 mesi su EUAs (European Unit Allowances). Fonte Thomson Reuters.

²⁴ Rapporto PIL/domanda di energia elettrica riferito ai valori del 2014.

PARAMETRI MONETIZZAZIONE BENEFICI	
Costo marginale dell'energia prodotta da Turbo Gas ²⁵	150 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da Ciclo Combinato ²⁵	55 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da olio combustibile ²⁵	100 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta dal carbone ²⁵	32 €/MWh
Costo CO ₂	5 ²⁶ €/ton

²⁵ Elaborazioni Terna su fonte dati Nomisma Energia (novembre 2013). Rispetto allo scorso anno sono state riviste le stime dei costi di combustibile per il carbone, ipotizzando una riduzione meno aggressiva.

²⁶ Il valore economico della tonnellata di CO₂ presa a riferimento è la media registrata negli ultimi mesi su EUAs (European Unit Allowances).
Fonte Thomson Reuters.

3.1.5 Comparazione benefici tra le metodologie di Terna ed ENTSO-E

Nella Tabella 7 si riporta la comparazione tra i benefici finora considerati da Terna e quelli considerati da ENTSO-E, al fine di individuare le analogie e le differenze principali tra le due metodologie.

Tabella 7: Comparazione tra benefici attuali Terna e benefici ENTSO-E

Categorie benefici attuale metodologia Terna	Categorie benefici metodologia ENTSO-E
BT1: Aumento energia scambiata con l'estero [€]	E1: Socio-Economic Welfare [€]
BT2: Riduzione delle perdite di rete [€]	E2: Variazione delle perdite [€]
BT3: Riduzione rischio energia non fornita (ENF) [€]	E3: Security of supply (ENF, LOLE, ecc.) [MWh, hh]
BT4: Riduzione di congestioni su sezioni critiche della rete [€]	E1: Socio-Economic Welfare [€]
BT5: Riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili [€]	E5: RES integration [MWh, MW]
BT6: Investimenti evitati [€]	Non presente
BT7: Riduzione dei costi per servizi di rete [€]	Non presente
BT8: Riduzione delle emissioni di CO ₂ [€]	E8: CO ₂ emission [kton]
Non presente	K1: KPI Resilience/System safety margin
Non presente	K2: KPI Robustness/flexibility
Non presente	K3: Environmental Sensibility [km]
Non presente	K4: Social Sensibility [km]

Si può notare come la monetizzazione di ben quattro benefici Terna (aumento energia scambiata con l'estero, riduzione di congestioni su sezioni critiche della rete della rete, riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili, Riduzione delle emissioni di CO₂), confluiscono nell'unico indicatore ENTSO-E Socio-Economic Welfare. Inoltre, ENTSO-E non presenta un beneficio analogo alla riduzione dei costi per servizi di rete.

Infine, Terna quantifica e monetizza tutti i benefici fornendo in output all'ACB un indice che rapporta i valori attualizzati di benefici monetizzati e costi (IP), mentre ENTSO-E utilizza una combinazione di valori quantitativi e di indicatori (KPI), espressi in termini di intervallo di valori.

4 Evoluzione della metodologia analisi costi e benefici

4.1 Introduzione

In questo capitolo è descritta la proposta elaborata da Terna di rivisitazione dell'attuale metodologia di analisi costi benefici (ACB) adottata nei precedenti Piani di Sviluppo nazionali a partire dal 2005.

Con la presente proposta di revisione della metodologia ACB, come anticipato, Terna intende principalmente migliorare la trasparenza e completezza delle informazioni alla base delle analisi, utilizzando un approccio coerente e in linea con le migliori pratiche a livello internazionale, con l'obiettivo di fornire valutazioni il più possibile oggettive. Particolare attenzione è inoltre posta alla riduzione degli oneri per i consumatori, che in ultima analisi sopportano il costo delle infrastrutture.

Le ipotesi di aggiornamento di tale metodologia sono state pertanto elaborate tenendo nella dovuta considerazione:

- l'evoluzione del sistema elettrico e della normativa di settore;
- la *Cost-Benefit Analysis Methodology* predisposta da ENTSO-E e le relative opinioni espresse da ACER, Commissione Europea e Stati Membri durante il processo di consultazione pubblica;
- le indicazioni ricevute dall'Autorità e dai principali *stakeholders* durante la consultazione pubblica dei Piani di Sviluppo nazionali.

Tale proposta di evoluzione della metodologia sarà consolidata in esito al processo di consultazione del presente Piano di Sviluppo e gradualmente applicata ai successivi Piani di Sviluppo.

Nei successivi paragrafi vengono quindi descritti i principali passaggi di detta metodologia, dalla costruzione degli scenari alla presentazione di risultati per ogni singolo progetto.

4.2 I principali passaggi dell'analisi costi benefici

In Tabella 8 si riportano i principali passaggi individuati della metodologia di analisi costi e benefici.

Tabella 8: Processo analisi costi benefici

I passi della metodologia di analisi costi benefici	
A	Definizione degli scenari/modelli di studio
B	Individuazione delle criticità/esigenze di sviluppo della rete
C	Individuazione soluzioni/interventi di sviluppo
D	Definizione possibili correlazioni tra interventi
E	Quantificazione benefici con simulazioni su rete previsionale
F	Identificazione della categoria di appartenenza del progetto
G	Monetizzazione dei benefici e quantificazione dei costi
H	Presentazione dei risultati

Il primo passo è la costruzione di scenari/modelli/casi studio completi e coerenti per descrivere possibili evoluzioni del sistema elettrico nel futuro e simularne il funzionamento previsionale. Sulla base degli studi eseguiti su questi modelli, si possono identificare le criticità²⁷/esigenze di sviluppo della rete previsionale. Individuate queste si passa alla definizione di soluzioni/interventi di sviluppo, verificando anche se esiste una correlazione tra interventi diversi (di cui occorre tenere conto nella definizione di

²⁷ Nell'individuazione delle criticità di rete e nella definizione delle esigenze e soluzioni di sviluppo si tiene conto di norma anche dei dati sul funzionamento della rete attuale, oltre che delle simulazioni sul sistema previsionale.

opportuni casi di riferimento per la valutazione dei benefici) o se risulta necessario raggrupparli in *cluster* ai fini delle analisi costi benefici.

A questo punto possono essere eseguite le simulazioni di rete e di mercato finalizzate alla quantificazione dei benefici delle soluzioni di intervento individuate.

In base ai risultati delle simulazioni, i progetti possono essere classificati in funzione dei benefici principali che da essi derivano.

Si passa quindi alla monetizzazione e attualizzazione dei benefici e alla quantificazione dei costi, in modo tale da poterli confrontare e così definire gli indici sintetici (rapporto benefici/costi e valore attuale netto) di ciascun progetto.

In aggiunta ai suddetti indici numerici sintetici di confronto dei parametri economici, altri indici di performance possono essere considerati in funzione di ulteriori benefici non quantificabili (per es. robustezza o resilienza, impatto sul territorio o impatto sociale).

Infine si può passare alla rappresentazione dei risultati delle analisi secondo le due prospettive: vista sistema, con indicazione dei benefici attesi sul sistema elettrico, e vista consumatore, in cui si riportano i risparmi attesi per chi, in ultima analisi, sostiene i costi di sviluppo della rete di trasmissione.

4.3 Definizione scenario di riferimento e modelli di simulazione

L'attività di pianificazione e di sviluppo della rete elettrica nazionale richiede la definizione e l'utilizzo di modelli di rete e casi studio relativi ad anni orizzonte e a scenari previsionali diversi a seconda delle diverse esigenze e finalità degli studi da effettuare.

Gli scenari e i modelli di rete previsionali in argomento sono in generale utilizzati per individuare nuove criticità di funzionamento del sistema o valutare l'evoluzione futura di criticità già attualmente presenti, per identificare le relative esigenze di sviluppo della rete funzionali a risolvere le problematiche rilevate e definire/dimensionare le soluzioni di intervento che rispondono a tali esigenze.

Anche la valutazione dei benefici delle soluzioni di intervento pianificate è effettuata in esito ad apposite simulazioni del funzionamento del sistema elettrico negli orizzonti previsionali che richiedono la definizione di scenari e modelli di riferimento coerenti.

Per quanto riguarda la costruzione e la scelta degli scenari e dei modelli di rete previsionali utilizzati per la valutazione dei benefici degli interventi di sviluppo, si propone di prendere a riferimento lo scenario (generazione, domanda, capacità di scambio) di lungo periodo (a 10 anni) descritto nel PdS. Tale scelta tiene conto anche della durata dell'orizzonte convenzionale di analisi dei benefici (solitamente non inferiore a 20 anni) considerato che la vita utile degli asset di trasmissione è tipicamente di 35-40 anni.

Come riportato nel PdS, si evidenzia che tale scenario è costruito in piena coerenza con il presente contesto normativo e il quadro politico programmatico nazionale (in particolare con la SEN) ed europeo.

Non si esclude tuttavia la possibilità di utilizzare scenari di più lungo periodo (es. a 15-20 anni) per progetti il cui completamento ed avvio in esercizio è previsto solo nel lungo termine. In tal caso, al fine di mantenere un approccio coerente, si propone di estrapolare su un orizzonte più ampio i valori previsionali partendo dallo scenario di riferimento definito nel PdS e tenendo conto per quanto possibile dei valori a tendere (*vision 2030*) utilizzati da ENTSO-E nel TYNDP.

Inoltre ulteriori varianti di scenario più o meno estreme possono essere derivate dallo scenario di riferimento al fine di testare la robustezza di progetti caratterizzati da particolare complessità o incertezza al variare di alcuni parametri specifici.

4.4 Strumenti di simulazione

Nell'ambito delle analisi costi benefici gli strumenti generalmente utilizzati per le simulazioni possono essere ricompresi in due categorie principali:

- strumenti per le simulazioni di rete
- strumenti per le simulazioni “di mercato”.

Le simulazioni di rete considerate si riferiscono prevalentemente ai seguenti due tipi di studi:

- analisi statiche di *load flow*
- analisi di tipo probabilistico.

Il primo tipo di simulazione viene generalmente condotto mediante strumenti in grado di eseguire un calcolo di *load flow* in corrente alternata (ripartizione dei flussi di potenza e dei profili di tensione in regime stazionario) mediante routine ricorsiva (tipo *Newton Raphson*) analizzando uno o più *snapshot* rappresentativi del funzionamento del sistema elettrico. La soluzione raggiunta rispetta i limiti di funzionamento degli elementi di rete e dei generatori. Tali strumenti sono usati per caratterizzare il funzionamento del sistema elettrico in situazioni ritenute particolarmente significative (ad esempio *winter peak*, *summer peak*, *yearly off peak*). In questo tipo di simulazioni il modello usato rappresenta il sistema elettrico con alto livello di dettaglio per quanto riguarda sia la topologia della rete (AAT ed AT), che gli impianti di generazione ed i carichi. Ai fini del calcolo possono essere modellizzati anche i *tap changer* dei trasformatori, *Phase Shifting Transformer*, sistemi HVDC ed eventuali dipendenze dei carichi dalla tensione.

Questo tipo di simulazioni consente di valutare l'entità di problemi di congestione, sia tra zone di mercato che all'interno delle singole zone di mercato, che limitano l'utilizzo degli impianti di produzione o non consentono l'alimentazione in piena sicurezza delle utenze in prelievo, e di simulare l'effetto migliorativo derivante dalla realizzazione di uno o più interventi di sviluppo della rete calcolando:

- il massimo incremento della capacità di trasporto (*gross transmission capacity*, GTC) ottenibile in sicurezza nelle diverse situazioni di rete tipiche analizzate
- la variazione delle perdite di energia in rete
- il valore del carico elettrico disalimentato anche in seguito a indisponibilità di elementi di rete o impianti di generazione.

Tutti i valori calcolati sono espressi in potenza (MW). Per ottenere i corrispondenti valori in energia (MWh) sull'orizzonte annuale previsionale occorre pesare opportunamente tali risultati, utilizzando parametri standard tipici del sistema analizzato, curve di durata previsionali o calcolando parametri di incidenza specifici in esito ad altre simulazioni estese sull'intero orizzonte annuale.

Le simulazioni di tipo probabilistico sono eseguite invece con metodo Monte Carlo non sequenziale. In questo caso vengono effettuate migliaia di simulazioni (*load flow* in corrente continua) che consentono di analizzare un grande numero di situazioni di funzionamento probabili del sistema elettrico. Tale approccio permette di simulare tutte configurazioni rilevanti del sistema previsionale con riferimento a un intero anno di funzionamento tenendo conto dei tassi di disponibilità di ciascun elemento di rete o impianto. Tale tipo di approccio è usato in alternativa al precedente quando è indispensabile analizzare in modo dettagliato il comportamento del sistema sull'intero orizzonte annuale (ad es. per valutare gli indici di affidabilità *EENS*, *LOLE* e *LOLP* del sistema) e risulta complicato individuare una o più situazioni tipiche in grado di rappresentare in modo esaustivo tale comportamento (come nei casi in cui è presente una elevata capacità da impianti da fonti rinnovabili non programmabili, o è necessario effettuare valutazioni del rischio di disalimentazione su porzioni di rete molto estese e magliate).

In questo caso si effettuano simulazioni su un perimetro di rete esteso all'intera rete AAT, con la possibilità di includere anche porzioni della rete AT, atte ad individuare i benefici associabili agli interventi di sviluppo, sia interzonali che intrazonali. L'intero sistema elettrico è suddiviso in zone della rete rilevanti, ciascuna delle quali comprende il modello dettagliato della rete interconnessa oggetto

delle analisi, del parco di generazione e del carico. Il modello adottato permette di valutare le congestioni degli elementi di rete all'interno di ogni zona di mercato e lungo le sezioni zonali, fornendo un quadro dettagliato delle condizioni critiche che possono limitare il pieno sfruttamento delle risorse di generazione per la copertura della domanda elettrica a livello zonale e nazionale.

Con i *tool* in argomento è possibile valutare i rischi di energia non fornita (ENF) e il taglio della produzione da fonti rinnovabili per vincoli di sicurezza, oltre che le perdite di energia sull'orizzonte annuale. Essi sono predisposti per utilizzare anche dati sui costi di produzione degli impianti eseguendo analisi di ottimo economico che consentono di determinare il *commitment* degli impianti nelle situazioni probabili simulate e ricavare valori annuali complessivi dei costi di *redispatching*.

Nella figura seguente è rappresentato lo schema di principio delle simulazioni.

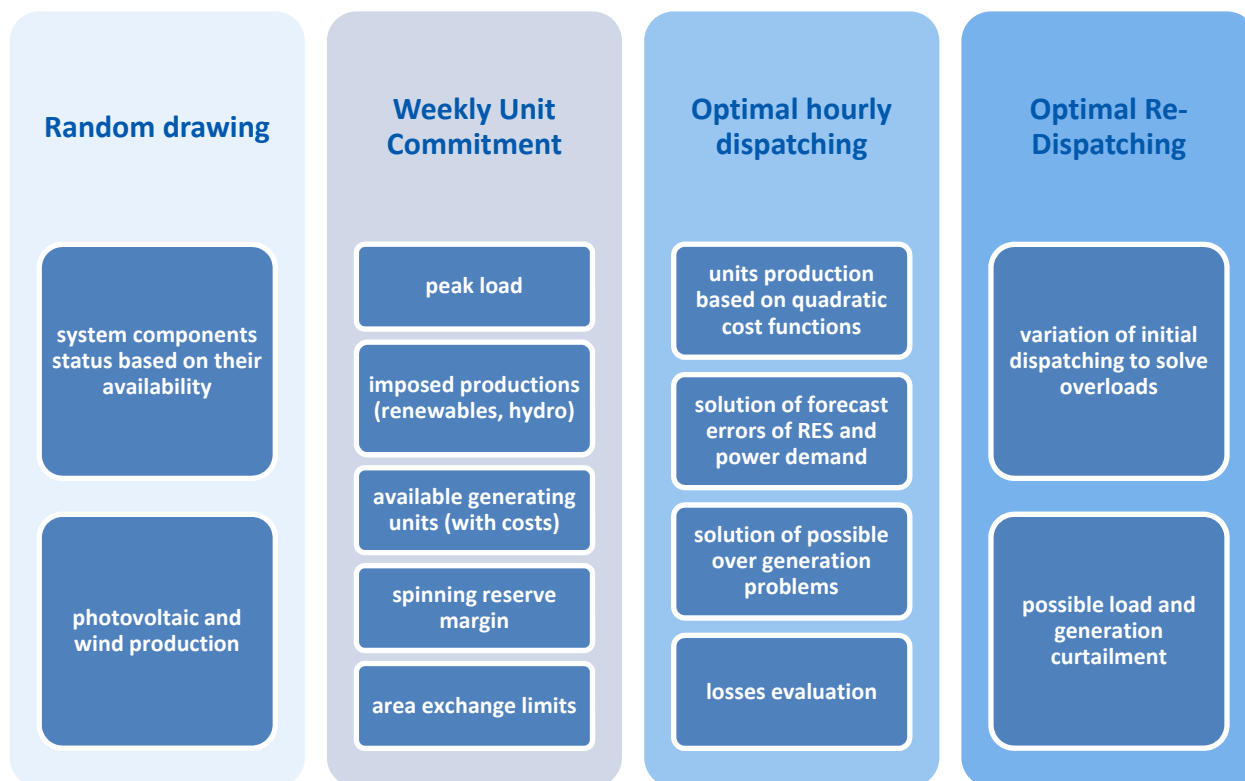


Figura 7 - Schema di principio simulazioni di rete metodo probabilistico

Il principale limite di questo tipo di simulazioni è costituito dalla complessità nella preparazione del modello di calcolo (che richiede anche la definizione di innumerevoli parametri probabilistici relativi alla disponibilità dei singoli elementi di rete e alla producibilità degli impianti al variare di condizioni specifiche di funzionamento) e dall'onerosità/durata dei processi di calcolo, che spesso comportano delle difficoltà nella verifica e interpretazione dei risultati in rapporto alle diverse soluzioni di sviluppo analizzate.

Nell'ambito delle simulazioni di rete possono rientrare anche le analisi dinamiche di stabilità del sistema, che tuttavia sono utilizzate solo in casi particolari per l'individuazione e il dimensionamento delle soluzioni di sviluppo e il calcolo della GTC.

Per quanto riguarda gli strumenti per gli studi cosiddetti "di mercato", questi sono tipicamente utilizzati per eseguire calcoli di ottimo economico su di un sistema che simula il funzionamento del mercato dell'energia (MGP), in cui sono modellate le zone di mercato con i relativi dati su generazione e carico, unitamente ai limiti di scambio tra zone contigue.

Le analisi sviluppate si basano su simulazioni eseguite mediante un algoritmo di ottimizzazione del dispacciamento dei gruppi idro-termoelettrici su un orizzonte annuale e con discretizzazione oraria. Tale

risultato viene raggiunto massimizzando una funzione obiettivo che calcola il *Social Economic Welfare* (SEW) del sistema²⁸ (inteso come somma del surplus dei generatori, surplus dei consumatori e delle rendite da congestione) e tenendo in considerazione i principali vincoli tecnico-economici, senza considerare gli effetti di eventuale potere di mercato.

Grazie a questo processo di ottimizzazione è possibile avere una rappresentazione sufficientemente accurata del comportamento prospettico del sistema elettrico (in termini di scambi di energia) e del mercato (in termini di prezzi che si formano in ciascuna ora in funzione dei costi di produzione degli impianti) ad un dato anno orizzonte.

L' algoritmo consente in generale una modellizzazione del sistema elettrico che permette eventualmente di simulare il dispacciamento degli impianti tenendo conto, oltre che dei vincoli presenti sul mercato dell'energia, anche di alcuni ulteriori vincoli di esercizio prefissati o calcolati in funzione di specifiche esigenze.

I principali risultati che possono essere ottenuti dalle simulazioni sono, invece:

- la produzione oraria di ogni gruppo idro-termoelettrico;
- i transiti orari di potenza sulle interconnessioni equivalenti tra le zone;
- i prezzi orari delle zone di mercato;
- le emissioni di CO2 degli impianti termoelettrici;
- l'over-generation oraria zonale e di sistema.

Nella figura di seguito è rappresentato lo schema di principio a base delle simulazioni.

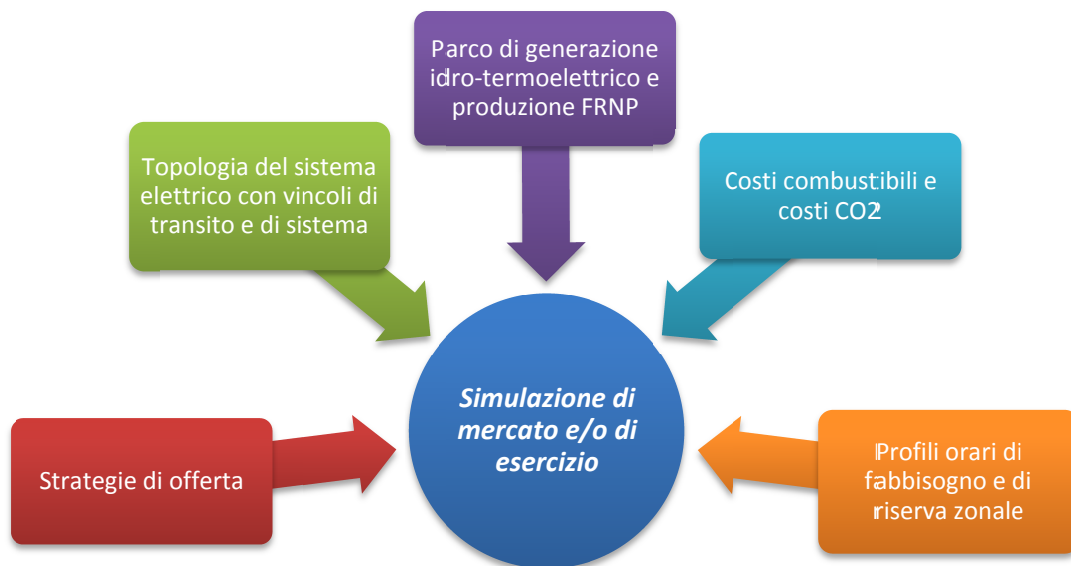


Figura 8 - Schema di principio simulazioni di mercato

Tali analisi vengono effettuate per valutare le componenti di beneficio correlate agli scambi energetici per quegli interventi che hanno un impatto prevalentemente sullo scambio tra zone di mercato.

²⁸ Si ricorda che anche la funzione obiettivo per la risoluzione del MGP consiste nella massimizzazione del *Social Economic Welfare* nel mercato dell'energia.

Queste simulazioni non sono invece adeguate per stimare i benefici per la sicurezza della fornitura (*security of supply*) e per la riduzione dei costi dei servizi di rete, né sono pienamente idonee a quantificare in modo esaustivo la riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili (*RES integration*), poiché trascurano i vincoli intrazonali e più in generale non sono in grado di portare in conto la totalità dei vincoli di rete.

4.5 Definizione possibili correlazioni tra interventi

Le analisi per l'individuazione delle soluzioni di sviluppo e per il calcolo dei benefici sono effettuate in generale sui singoli interventi confrontando il comportamento del sistema in assenza ed in presenza di ciascun intervento nello scenario di riferimento all'anno orizzonte considerato.

In tale scenario di riferimento, come più volte rappresentato, sono inclusi in partenza tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale.

È tuttavia necessario definire specifici casi di riferimento che tengano conto delle possibili correlazioni o interdipendenze con gli altri progetti pianificati, in quanto i risultati delle simulazioni effettuate possono differire significativamente a seconda delle modalità con cui si tiene conto o meno di tali progetti.

L'approccio che qui si propone di seguire per definire i casi di riferimento di cui sopra prevede una prima fase di individuazione di possibili correlazioni tra diversi interventi sulla base di:

- evidenze oggettive dell'esistenza di tali correlazioni, come nel caso di due interventi che insistono sulla medesima sezione di rete critica (ad es. sezioni tra zone di mercato)
- risultati di apposite analisi di rete preliminari da cui si evince che esiste una relazione funzionale rilevante, ossia le performance di un progetto in termini di incremento della capacità di trasporto o più in generale riduzione dei vincoli di rete dipendono significativamente dalla presenza di altri progetti.

Qualora siano presenti tali correlazioni, è necessario definire l'insieme degli interventi correlati che vanno analizzati contestualmente. Un esempio tipico di tale insieme può essere costituito dagli interventi che insistono o impattano su una sezione di scambio tra zone di mercato: se ciascun intervento fosse studiato in assenza degli altri interventi che insistono sulla sezione, i benefici associati potrebbero risultare differenti rispetto a quelli ad esso realmente attribuibili. Occorre pertanto definire un criterio per studiare in modo corretto i progetti correlati con riferimento a quella sezione.

Si richiamano al riguardo i due approcci per il calcolo dei benefici previsti in ambito ENTSO-E:

- *Put IN one at the Time (PINT)*: consiste nel calcolare i benefici di un progetto partendo da un caso base in cui non sono presenti gli altri interventi di sviluppo aggiungendo unicamente l'intervento in esame. Per differenza tra il caso con l'intervento e il caso base, si ottengono i benefici da legare all'intervento.
- *Take Out One at the Time (TOOT)*: consiste nel calcolare i benefici di un progetto partendo da un caso base che contiene tutti gli interventi di sviluppo, mettendo fuori servizio unicamente l'intervento in esame. Per differenza tra il caso base ed il caso senza l'intervento di sviluppo, si ottengono i benefici da legare all'intervento.

Per quanto accennato, si ritiene che nessuno dei due tipi di approccio sia pienamente idoneo a studiare gli interventi correlati, in quanto in entrambi i casi sussistono rischi di sovrastima o sottostima dei benefici. Ad esempio, nel caso di progetti corrispondenti a diverse linee in parallelo sulla medesima sezione di rete, il beneficio associato all'incremento di capacità di trasporto conseguibile tende in generale a saturare progressivamente man mano che vengono realizzati gli interventi di sviluppo, per cui l'utilizzo del metodo PINT potrebbe comportare una sovrastima del beneficio corrispondente al singolo progetto (in particolare per i progetti che entrano in servizio per ultimi); mentre dall'utilizzo del TOOT potrebbe risultare una sottostima del beneficio dei primi progetti che vengono realizzati. Al contrario, nel caso di progetti corrispondenti a linee in serie l'utilizzo del metodo PINT rischierebbe di determinare

una sottostima del beneficio, mentre con il TOOT a ciascun progetto sarebbe assegnata la quasi totalità dei benefici dell'insieme dei progetti.

L'approccio che si propone di utilizzare, in linea con quanto finora generalmente adottato nel PdS, consiste invece in una valutazione incrementale dei benefici degli interventi in esito a simulazioni che tengono conto della sequenza funzionale con cui è pianificata la realizzazione dei singoli interventi. In pratica il Gestore definisce, relativamente ad ogni sezione critica interessata dalla realizzazione di più interventi, una sequenza di entrata in servizio degli interventi stessi che tiene conto delle esigenze elettriche del sistema ritenute prioritarie, nonché delle necessarie propedeuticità elettriche esistenti tra le infrastrutture chiave previste. Inoltre, nella definizione di tale sequenza, sono tenuti in considerazione i vincoli autorizzativi e realizzativi che condizionano l'effettiva entrata in esercizio delle infrastrutture.

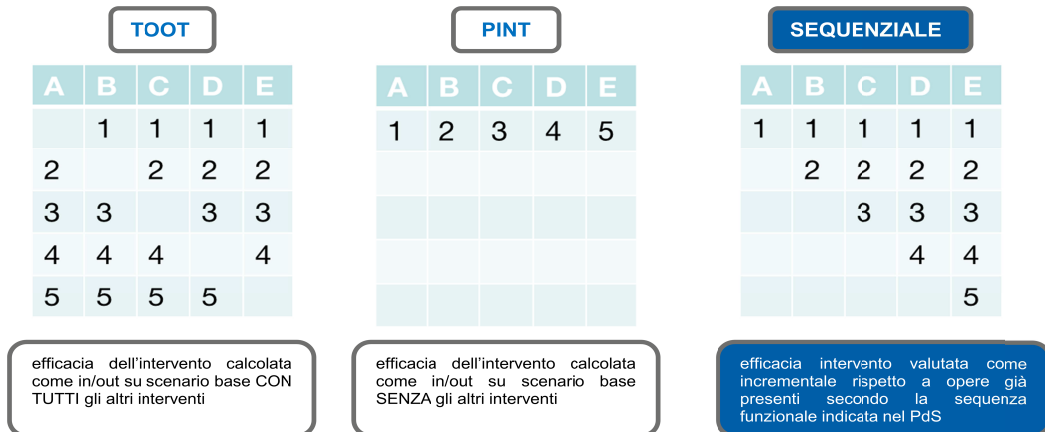


Figura 9 – Approcci possibili calcolo dei benefici

Nel modello di rete previsionale utilizzato ai fini dell'analisi vengono quindi inseriti progressivamente, secondo la sequenza identificata dal Gestore, tutti gli interventi di sviluppo pianificati e vengono valutati i relativi benefici incrementali conseguibili a valle dell'entrata in servizio di ogni singolo intervento che contribuisce all'incremento della capacità di trasporto. Il beneficio valutato per ogni intervento è da considerarsi come quello ottenibile dall'entrata in servizio dell'infrastruttura in questione, a valle dell'entrata in esercizio di tutti gli interventi che la precedono nella sequenza identificata.

Nelle figure seguenti è illustrata l'applicazione dell'approccio metodologico che si vorrebbe adottare. Prendendo in considerazione, ad esempio, un insieme di interventi correlati che impattano sulla capacità di scambio tra due zone di mercato, si propone di valutare i benefici del singolo intervento partendo da un caso base con tutti gli interventi in servizio (compresi tutti gli interventi correlati in esame) e togliendo in successione il singolo intervento secondo la sequenza funzionale indicata nel Piano.

Item	Sequenza	Caso studio
Elettrodotto A-B	3	BASE-S1
Elettrodotto C-D	2	S1-S2
Elettrodotto E-F	1	S2-S3

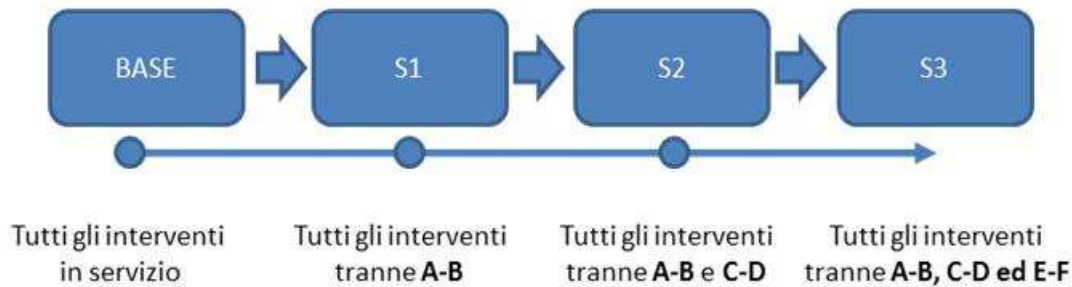


Figura 10 - Esempio di applicazione dell'approccio sequenziale per la valutazione degli interventi correlati.

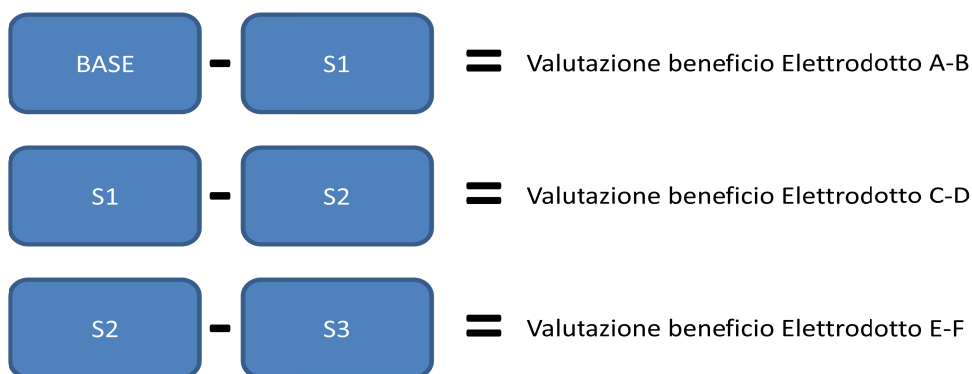


Figura 11: Valutazione dei benefici degli interventi correlati

Si precisa infine che le correlazioni in argomento non si riferiscono ai casi in cui sia impossibile o inutile realizzare ciascun intervento in modo a se stante, nel senso che ogni intervento preso singolarmente deve comunque essere in grado di espletare dei benefici (in caso contrario occorrerebbe rivedere la consistenza dell'intervento medesimo anche ai fini della valutazione dei benefici). Nei casi specifici in cui sia particolarmente forte la correlazione/complementarietà tra due o più interventi e risultati estremamente complesso identificare separatamente i benefici associati al singolo intervento, nel Piano viene data evidenza che le valutazioni sono riferite al *cluster* di interventi correlati.



Figura 12 - Formazione dei cluster

4.6 Valutazione dei benefici con simulazioni su rete previsionale

Come indicato in precedenza al paragrafo 4.2, i benefici degli interventi di sviluppo pianificati possono essere rappresentati dalla prospettiva del sistema e del consumatore, 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, conseguibili a seconda dei casi con la realizzazione degli interventi presi in esame, appartengono alle seguenti tipologie²⁹ (Figura 13):

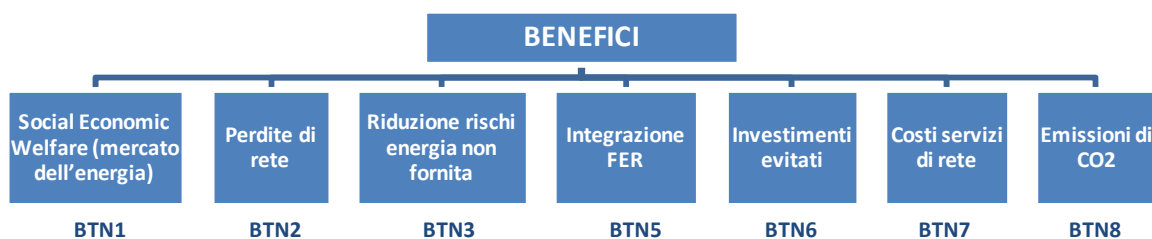


Figura 13 - Categorie benefici

- BTN1: variazione del *Social Economic Welfare* (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia;
- BTN2: variazione delle perdite di energia in relazione ai flussi trasportati sulla rete;
- BTN3: riduzione dell'energia non fornita (ENF), inteso come riduzione dei rischi di disalimentazione delle utenze elettriche;
- BTN5: integrazione della produzione da impianti a fonti rinnovabili (inteso come riduzione o rimozione dei vincoli che limitano tali produzioni);
- BTN6: risparmi da investimenti evitati con la realizzazione dei nuovi interventi di sviluppo;
- BTN7: variazione dei costi di approvvigionamento dei servizi di rete, ossia delle risorse di dispacciamento necessarie a garantire la sicurezza di esercizio del sistema;
- BTN8: variazione delle emissioni di CO₂.

La valutazione dei suddetti benefici viene effettuata in termini differenziali rispetto allo scenario previsionale di riferimento, confrontando quindi, nei casi studio considerati, il comportamento del sistema in assenza e in presenza dell'intervento preso in esame; i benefici vengono quindi quantificati (es. energia/anno in ciascun anno rappresentativo del funzionamento del sistema nello scenario previsionale) e monetizzati con specifici coefficienti di valorizzazione economica.

Nei successivi paragrafi vengono definiti in dettaglio i benefici considerati, unitamente alla descrizione dei metodi di calcolo e valorizzazione economica proposti.

4.6.1 Social Economic Welfare relativo al mercato dell'energia (BTN1)

L'indicatore di seguito descritto fornisce il valore del beneficio in termini di aumento del *social welfare* associato alla maggiore efficienza/convenienza degli scambi di energia sul mercato, in relazione alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasmissione.

²⁹ La codifica degli indici di beneficio è definita in modo da rendere il più possibile agevole il confronto/associazione con i rispettivi indici adottati nella precedente metodologia Terna e nella metodologia ENTSO-E.

L'indicatore in argomento è pertanto applicabile alla valutazione dei benefici dei soli interventi che determinano un incremento dei limiti di transito/scambio tra zone di mercato (*bidding zones*), comprese quelle a ridosso delle frontiere.

A tal proposito, i due approcci tipicamente adottati per il calcolo del *social welfare* sono i seguenti:

- *Generation Cost Saving (GCS)*, in cui la funzione obiettivo prevede la minimizzazione dei costi di generazione complessivi, che vengono confrontati in presenza ed in assenza dell'intervento in esame;
- *Total Surplus (TS)*, in cui la funzione obiettivo prevede la massimizzazione del welfare di sistema nei mercati basati sul *system marginal price*: se sono presenti congestioni, ciò equivale a massimizzare la somma del surplus dei consumatori (*consumer surplus*), del surplus dei produttori (*producer surplus*) e delle rendite da congestione (*congestion rents*).

Se la domanda è rigida i due metodi di calcolo sono equivalenti (cfr. Cap. 7), in caso di domanda elastica, invece, è necessario usare il metodo del *TS*³⁰.

Nonostante l'equivalenza tra i due metodi, al fine del calcolo del *welfare* totale di sistema, si propone di utilizzare l'approccio del *TS* per la valutazione dei benefici degli interventi di sviluppo poiché permette di:

- individuare le variazioni di welfare per ciascuna zona di mercato³¹;
- identificare le variazioni del beneficio distintamente per consumatori³² e produttori.

Per effettuare le simulazioni di mercato volte alla valutazione del *welfare* è necessario fare delle ipotesi sulle modalità con cui sono formulate le offerte degli operatori. In particolare, si può considerare che i produttori offrano sul mercato dell'energia ai soli costi variabili di produzione (ipotesi di base adottata al momento da parte di ENTSO-E³³ oppure decidano di apportare dei *mark-up* alle proprie offerte per aumentare i margini (ipotesi CAISO)³⁴.

Tenuto conto dell'elevata complessità e della notevole incertezza nella determinazione delle strategie di offerta dei produttori negli scenari previsionali di lungo termine, si propone di utilizzare una metodologia il più possibile oggettiva e che considera, oltre al costo variabile di produzione, dei *mark-up* calcolati sulla base delle seguenti ipotesi semplificative:

- il mercato è ipotizzato convenzionalmente come perfettamente concorrenziale (in particolare si trascurano le dinamiche derivanti dall'esistenza di eventuale potere di mercato);
- gli impianti offrono in modo da evitare di andare in perdita in modo tale da ottenere un ritorno economico maggiore o uguale ai propri costi variabili di generazione;

Il prezzo zonale così ottenuto può essere considerato come una *best estimation* del funzionamento (semplificato secondo le ipotesi adottate) del mercato dell'energia nello scenario previsionale considerato.

³⁰ Il motivo è che la funzione obiettivo di minimizzazione dei costi non è applicabile (minimizzare i costi con domanda elastica porterebbe a produrre ed acquistare a zero).

³¹ Tale aspetto è di fondamentale importanza per gli interventi di interconnessione con l'estero in quanto il metodo del *TS* consente di determinare il beneficio in termini di surplus per l'Italia.

³² Ossia i soggetti che attualmente in Italia sopportano il costo delle infrastrutture di trasmissione.

³³ Più precisamente ENTSO-E considera oltre ai costi variabili, anche dei parametri standard per tenere conto di costi di avviamento (*start-up costs, SUC*).

³⁴ A parere del CAISO è più corretto valutare il *social welfare* considerando un *mark-up* nelle offerte di mercato degli operatori di produzione. L'approccio con offerte pari ai costi di produzione risulta infatti più aderente alle caratteristiche di un sistema verticalmente integrato in cui i costi di produzione sono recuperati in bolletta.

Il beneficio derivante dalla realizzazione del singolo intervento di sviluppo in esame può essere stimato calcolando la variazione del *social welfare* (e delle sue componenti) con e senza il progetto candidato, in funzione della variazione del limite di scambio tra zone di mercato che l'intervento stesso determina (cfr. capitolo 7). I *tool* tipicamente utilizzati per effettuare questo tipo di simulazioni sono i c.d. simulatori di mercato (cfr. paragrafo 4.4), in grado di effettuare simulazioni orarie di tipo deterministico lungo l'intero orizzonte annuale nello scenario previsionale all'anno obiettivo considerato.

I principali parametri da fornire in ingresso alla simulazione sono:

- il modello di rete previsionale ad aree di mercato interconnesse con i relativi vincoli di transito attivo massimo (espressi in MW, con dettaglio orario e nelle diverse direzioni)
- la variazione associata all'intervento di sviluppo in esame della capacità di scambio (espressa in MW) tra zone di mercato;
- il profilo di domanda (fabbisogno) annuale con discretizzazione oraria (in MW) per ciascuna area di mercato;
- il profilo tipico annuale di produzione da fonti rinnovabili non programmabili con discretizzazione oraria per ciascuna area di mercato;
- i dati anagrafici delle unità di produzione termica offerte in borsa (area di mercato di appartenenza, tecnologia, dati tecnici³⁵) e i dati degli equivalenti degli impianti idroelettrici³⁶;

In esito alla simulazione, il risultato in termini di variazione del *total surplus* di sistema e delle sue componenti (*consumer surplus*, *producer surplus* e *congestion rents*) è già monetizzato essendo espresso direttamente in Mln €/anno.

Rispetto alla metodologia di analisi costi benefici precedentemente adottata nel PdS, l'indicatore di beneficio BTN1 in argomento sostituisce gli indicatori BT1 (aumento degli scambi con l'estero, per gli interventi di interconnessione o che più in generale determinano un incremento della *cross-border transmission capacity*) e BT4 (riduzione delle congestioni su sezioni di rete critiche, per gli interventi di sviluppo che determinano un incremento della capacità di trasporto sulle sezioni interzonali).

I principali vantaggi derivante dall'utilizzo di questo tipo di indicatore sono:

- la possibilità di valutare separatamente il surplus del consumatore e il surplus del produttore a livello di singola zona di mercato, nonché le rendite da congestione, tenendo conto degli effetti derivanti dagli attuali meccanismi di formazione dei prezzi zionali in ciascuna ora di funzionamento del mercato elettrico;
- la maggiore accuratezza del calcolo dei benefici, in quanto derivante dalla somma di migliaia di simulazioni orarie lungo l'intera finestra annuale dell'orizzonte previsionale in esame³⁷.

³⁵ Per ciascuna unità di produzione termica è definita una configurazione di riferimento che specifica i valori di potenza minima e massima, il tasso di disponibilità media, il mix di combustibili e la curva di consumo per ciascun combustibile. In particolare sono definiti i seguenti dati: la flessibilità di ciascuna unità: essa specifica la modalità e la frequenza secondo la quale l'unità effettua fermate ed avviamenti, in relazione alla tecnologia dell'unità di produzione (le unità sono in generale suddivisibili nelle classi di flessibilità: settimanale, giornaliera, a cambio di fascia oraria ed oraria)

eventuale potenza minima obbligatoria sui singoli gruppi (con dettaglio orario)
costi di combustibile (dettaglio mensile), con la possibilità di differenziare tra costo alla frontiera e costo sul sito. E' possibile anche definire contratti di fornitura di combustibile e imporre i corrispondenti vincoli di produzione a determinate unità termiche/siti di produzione
variazioni temporali della configurazione tecnica dei gruppi termici, del relativo stato di disponibilità o di obbligo di funzionamento.

³⁶ Sono definiti degli equivalenti per ciascuna area di mercato e per ciascuna società di produzione degli impianti idroelettrici a serbatoio e ad acqua fluente di assegnati potenza minima e massima, capacità massima del serbatoio di accumulo, apporti naturali settimanali per il periodo considerato, volumi iniziale e finale del relativo serbatoio. Sono forniti inoltre i dati anagrafici e tecnici delle centrali di pompaggio (potenza minima e massima, coefficienti energetici in generazione e pompaggio, rendimento del ciclo di generazione/pompaggio, capacità massima del serbatoio di accumulo). Sono infine indicate le variazioni temporali dei valori di potenza minima e massima e dei vincoli di serbatoio di ciascun equivalente idrico e centrale di pompaggio.

Si rappresenta tuttavia che l'indicatore BTN1 non può essere utilizzato per la valutazione dei benefici degli interventi di sviluppo finalizzati a ridurre le congestioni di rete intrazonali (ossia all'interno delle singole zone di mercato). Inoltre l'algoritmo di calcolo di questo indicatore è in grado di simulare il funzionamento del mercato dell'energia ma non consente al momento di tenere conto in modo puntuale di tutti i vincoli di esercizio del sistema elettrico (in particolare vincoli di tensione o più in generale vincoli di rete all'interno delle zone di mercato, che richiedono di approvvigionare specifiche risorse di dispacciamento) il che può portare a sottostimare i benefici di alcuni interventi³⁸.

Come accennato il modello semplificato che si propone di utilizzare non tiene conto delle eventuali dinamiche derivanti dall'esercizio del potere di mercato o dal ricorso a strategie di collusione implicita tra i diversi operatori³⁹.

Tuttavia potrebbe essere valutato il ricorso ad un indice da affiancare al BTN1, in grado di valorizzare adeguatamente gli interventi che più di altri aumentano la competitività dei mercati⁴⁰.

In letteratura esistono diversi indici con cui calcolare il livello di competitività di un mercato. Si potrebbe pensare di calcolare uno o più di tali indici in funzione dei risultati ottenuti dalle simulazioni, per valutare l'impatto sulla competitività di un nuovo progetto.

Gli indici di mercato in argomento possono essere basati su:

- analisi delle offerte (*Lerner Index, HHI*);
- analisi degli esiti di mercato (*HHI, Congestion Rent*);
- analisi della capacità installata (*Supply Margin Assessment, Pivotal Supply Index, Residual Supply Index*).

Uno degli indici più noti è l'indice di concentrazione di Herfindahl-Hirschman:

$$HHI = \sum_{i=0}^n (q_i \cdot 100)^2$$

Dove q_i è la quota di mercato dell'agente i -esimo ed n è il numero di operatori che operano nel mercato.

In funzione del valore di questo indice, il mercato può essere più o meno competitivo:

- se il valore dell'indice è superiore a 2500 il mercato è molto concentrato;
- se il valore dell'indice è compreso tra 1500 e 2500 il mercato è moderatamente concentrato;
- se il valore dell'indice è minore di 1500 il mercato è considerato come concorrenziale.

La motivazione che sta alla base di un indice di concentrazione è che più il mercato è concentrato, più è probabile l'esercizio di potere da parte delle imprese.

³⁷ Tale vantaggio va tuttavia pesato in rapporto alle inevitabili incertezze, tipiche delle valutazioni effettuate su scenari previsionali di lungo termine, che talvolta rendono opportuno semplificare il più possibile le ipotesi e ridurre i livelli di dettaglio della simulazione.

³⁸ Ad es. gli interventi che riducono i rischi di *over-generation* contribuendo a realizzare una maggiore integrazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

³⁹ Da questo punto di vista, tenuto conto che l'incremento di capacità di trasporto sulle sezioni tra zone di mercato ha sempre l'effetto potenziale di aumentare la concorrenza nell'offerta riducendo il potere di mercato, è possibile considerare l'approccio su descritto come prudentiale, in quanto i risultati in esito alle simulazioni condotte con tale modello semplificato corrispondono a dei benefici minori o uguali rispetto a quelli che si avrebbero nella realtà.

⁴⁰ A tal proposito si osserva tuttavia che l'utilizzo dell'indicatore di *social welfare* non appare adeguato a questo scopo. Infatti, gli interventi di sviluppo che permettono di diminuire significativamente il potere di mercato di alcuni produttori sono solitamente caratterizzati da una riduzione del producer surplus molto consistente, che spesso finisce per compensare ampiamente o persino superare in valore la voce corrispondente all'aumento del consumer surplus ($\Delta W = \Delta CS + \Delta PS + \Delta CR$). Conseguentemente questa tipologia di interventi rischia di essere penalizzata rispetto agli interventi che invece non sono in grado di incidere sulla competitività dei mercati.

Tuttavia un indice di questo tipo presenta delle caratteristiche che non sempre si adattano perfettamente ai mercati elettrici. Per esempio, non tiene adeguatamente in considerazione alcune caratteristiche specifiche di questi mercati, come la rigidità della domanda, l'impossibilità di stoccare l'energia elettrica o i limiti di scambio tra zone.

Indici più appropriati potrebbero essere il *Residual Supply Index* e il modulo delle variazioni di *Congestion Rent* (che può essere considerato una misura della redistribuzione dei flussi nel mercato in seguito alla realizzazione di un rinforzo di rete).

In particolare, il *Residual Supply Index* è definito come:

$$RSI_s = \frac{\text{capacità complessiva} - \text{offerta operatore } s}{\text{domanda complessiva}}$$

Dove:

- Capacità complessiva = capacità del mercato o della zona + importazioni nette;
- Offerta del produttore s = capacità produttiva installata – obblighi contrattuali;
- Domanda complessiva = domanda da parte dei consumatori + servizi ancillari acquistati;
- Capacità termica del mercato o della zona è la capacità termica installata al netto delle indisponibilità degli impianti e la capacità must run.

Dalla relazione si vede come l'indice *RSI* tenga conto delle importazioni e quindi della rilevanza dei vincoli di rete e degli obblighi contrattuali. Studi empirici hanno inoltre dimostrato l'esistenza di una correlazione tra i valori orari dell'indice e i valori dei *mark-up* sui prezzi di mercato.

Si deve comunque sottolineare come in generale il semplice valore assunto da questi indici non sia molto significativo. Al contrario, uno studio degli andamenti storici o uno studio comparativo che metta in luce le correlazioni effettivamente esistenti tra i valori degli indici e il comportamento degli operatori può far effettivamente comprendere la reale competitività del mercato.

4.6.2 Perdite di rete (BTN2)

La riduzione delle perdite di energia in rete non rientra solitamente tra le finalità principali alla base della pianificazione della rete, nel senso che gli interventi di sviluppo sono nella gran parte dei casi pianificati in risposta alle esigenze di riduzione delle congestioni e di incremento della sicurezza.

Tuttavia, la maggior parte degli interventi di sviluppo comporta un aumento della magliatura della rete di trasmissione che determina una redistribuzione dei flussi e una conseguente riduzione delle perdite a cui è associato un beneficio per il sistema.

Sebbene non sia trascurabile, la componente di beneficio in argomento non risulta, anche quantitativamente, la più importante. Pertanto si ritiene accettabile in generale una stima di massima del beneficio, che può essere ottenuta anche con modelli di simulazione semplificati.

Come per gli altri indicatori, il beneficio è calcolato confrontando i risultati di simulazioni condotte sul sistema previsionale in presenza e in assenza dell'intervento di sviluppo in esame.

Per l'effettuazione del calcolo si propone di procedere in generale come fatto finora per la valutazione dell'indicatore BT2, ossia eseguendo simulazioni statiche di *load flow* che consentono di determinare la variazione di potenza elettrica persa alla punta di carico (*peak load*) annuale in presenza ed in assenza dell'intervento in esame. Per la conversione in energia, il differenziale così calcolato viene moltiplicato per un coefficiente che rappresenta le ore di utilizzazione delle perdite alla punta.

Per gli interventi più importanti, tale approccio può essere utilizzato in modo analogo a quanto previsto da ENTSO-E, ampliando il numero delle situazioni tipiche analizzate e determinando dei coefficienti di conversione in energia specifici, determinati in funzione della probabilità di occorrenza di ciascuna delle situazioni analizzate. Nei casi in cui la realizzazione dell'intervento in esame determini una significativa

modifica del dispacciamento delle potenze, può essere considerando ai fini del calcolo di *load flow* un dispacciamento diverso determinato in base ai risultati degli studi di mercato effettuati a monte.

Infine, per i progetti più complessi o qualora risulti necessario effettuare un numero elevato di simulazioni (ad es. nei casi in cui la porzione di rete interessata sia caratterizzata da condizioni di funzionamento molto variabili), può essere conveniente ricorrere a simulazioni Monte Carlo di tipo probabilistico, che già forniscono in output un valore in energia persa.

Il parametro (espresso in €/MWh) con cui monetizzare la variazione di energia persa, può essere infine stimato grazie a simulazioni di mercato che consentono di determinare il costo medio di generazione o il valore medio di mercato dell'energia medesima.

4.6.3 Riduzione dei rischi di Energia Non Fornita (BTN3)

Gli interventi pianificati per migliorare la sicurezza e la qualità del servizio sono tanto più efficaci quanto più consentono di ridurre i rischi di disservizi e disalimentazione delle utenze servite.

Per quanto riguarda la valutazione dei benefici in termini di riduzione del rischio di energia non fornita (ENF) correlati alla realizzazione di nuovi interventi di sviluppo, si richiama l'approccio sinora adottato (cfr. paragrafo 3.1.4 indicatore BT3), che si ritiene in generale adeguato allo scopo.

Tale approccio prevede l'esecuzione di simulazioni statiche (*load flow*) su rete previsionale in presenza e in assenza dell'intervento di sviluppo in esame.

Tali simulazioni possono essere condotte con riferimento a specifiche situazioni (*planning cases*) di funzionamento della porzione di rete interessata (es. condizioni di massimo carico in rapporto alla capacità di trasporto della rete⁴¹) in cui sono maggiori le criticità attese, o con l'ausilio di strumenti in grado di effettuare simulazioni di tipo probabilistico, che analizzano tutte le situazioni probabili.

In generale l'uso di simulazioni probabilistiche Monte Carlo è raccomandato nei casi più complessi che riguardano interventi con impatto su aree molto estese (es. sistema 380 kV) o caratterizzate da condizioni di funzionamento piuttosto variabili e difficilmente rappresentabili con uno o più *snapshot* tipici⁴².

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* in cui il funzionamento della rete è simulato in N (a rete integra) ed in tutti gli N-1 (indisponibilità dei singoli elementi di rete) più critici in termini di alimentazione del carico⁴³.

Una volta quantificata la riduzione probabile di energia non fornita (ENF, espressa in MWh/anno) che può essere conseguita con la realizzazione del progetto, è necessario effettuare la valorizzazione economica del minor rischio ENF (inteso come prodotto della probabilità del danno correlato alla disalimentazione per l'entità del danno medesimo).

In proposito si ricorda (cfr. paragrafo 3.1.4) che il parametro di valorizzazione economica dell'ENF attualmente adottato nel PdS è 4.900 €/MWh, ottenuto come rapporto tra prodotto interno lordo (PIL)

⁴¹ Si ricorda che la portata degli elettrodotti varia in funzione della temperatura ambiente.

⁴² In generale l'uso di simulazioni probabilistiche è raccomandato nei casi più complessi che riguardano interventi con impatto su aree molto estese (es. sistema 380 kV) o caratterizzate da condizioni di funzionamento piuttosto 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. In output a tali simulazioni viene fornito direttamente il valore dell'ENF espresso in MWh/anno.

⁴³ In questi casi, partendo dai valori di potenza massima a rischi disalimentazione calcolati in esito alle simulazioni di rete statiche, l'ENF è calcolata considerando i tassi medi di indisponibilità non programmata registrati negli ultimi anni sulle linee in esercizio nella porzione di rete oggetto di intervento, ed utilizzando dei coefficienti empirici relativi alle ore equivalenti della potenza massima disalimentata (stimati sulla base delle curve di durata del carico a rischio di disalimentazione).

e domanda di energia elettrica del 2014. E' inoltre possibile l'utilizzo di un coefficiente moltiplicativo di valorizzazione dell'ENF (che può variare da 1 a 5 a seconda dell'importanza del sito) per specifiche situazioni che corrispondono ad almeno una delle categorie seguenti:

- aree ad elevata densità di utenza, tipicamente le grandi aree metropolitane,
- aree ad elevata industrializzazione caratterizzate da poli tecnologici e produttivi di particolare valore strategico,
- aree di particolare pregio turistico e isole.

Un disservizio in tali aree potrebbe infatti essere più critico rispetto ad aree poco antropizzate.

Si rappresenta che tale criterio di valorizzazione è in linea con le migliori pratiche a livello internazionale e che il valore del parametro di valorizzazione adottato è ispirato a principi di cautela⁴⁴.

Per la predisposizione dei prossimi Piani di Sviluppo, si potrebbe tuttavia adottare, in alternativa a quanto finora previsto, un *VOLL (Value of Lost Load)* rappresentativo del valore unitario dell'energia non fornita⁴⁵ aggiornato in base a quanto previsto dalla regolazione vigente⁴⁶.

In definitiva, per la monetizzazione del beneficio in argomento occorre moltiplicare il suddetto valore unitario (*VOLL*, espresso in €/MWh) per la riduzione dell'energia soggetta a rischio di disalimentazione (ENF, espressa in MWh/anno), come nella formula di seguito riportata.

$$\text{Beneficio} = \text{VOLL} * \text{ENF}$$

4.6.4 Integrazione della produzione da FER (BTN5)

L'integrazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) è un problema del sistema elettrico sempre più attuale legato ai tassi di penetrazione di questo tipo di generazione sempre più elevati.

Tali problematiche possono avere un doppio impatto:

- a livello di sistema, in quelle ore in cui il sistema nazionale non riesce a bilanciare la generazione e il carico a livello complessivo o di singola zona di mercato, tenuto conto dei vincoli di rete per la sicurezza del sistema (limiti di scambio, riserva, vincoli di tensione, ecc...) e dei vincoli tecnici

⁴⁴ Al riguardo, uno dei principali documenti di riferimento in ambito europeo è la Survey del Seventh Framework Programme (2009) che ha portato a stimare il valore dell'ENF in un range compreso tra i 5 ed i 25 €/kWh per i Paesi più sviluppati e a 15 €/kWh per l'Italia.

⁴⁵ Si osserva che il valore dell'energia non fornita è concettualmente diverso dal VENT di cui alla Del. AEEG n. 111/06. Il VENT è infatti il prezzo a cui vengono valorizzate le offerte di acquisto senza indicazioni di prezzo sul mercato dell'energia (MGP), con l'obiettivo di favorire ex ante l'incrocio domanda/offerta. E' in pratica un valore che serve all' algoritmo per la determinazione degli esiti di mercato per trovare una soluzione ammissibile anche quando non esisterebbe il punto d'incrocio tra domanda e offerta. Tenuto conto che il funzionamento del mercato dell'energia considera esclusivamente dei vincoli di scambio tra zone, trascurando tutti i vincoli di rete intrazonali e gli altri vincoli di esercizio e che le risorse in risposta ai problemi di sicurezza sono tipicamente approvvisionate nel mercato dei servizi, nel mercato di bilanciamento e con azioni di dispacciamento in tempo reale, è possibile affermare che il VENT non ha concreta attinenza con il valore del rischio di disservizi.

Inoltre il VENT è utilizzato per valorizzare il premio incrementale, ulteriore a una quota fissa, che viene riconosciuto ai clienti interrottibili a partire dalla decima interruzione subita nell'anno. Questo valore è sicuramente molto minore rispetto al costo effettivo dell'energia non fornita, in quanto si riferisce alla sola categoria di utenti che è disposta ad essere interrotta e che ha asservito un carico non vitale appositamente per questo servizio. E' chiaro che in generale la disalimentazione di carichi non interrottibili comporterà costi più alti e quindi valori maggiori per il costo dell'energia non fornita. Pertanto il VENT è un valore che ha scarsa relazione con il danno economico causato dall'energia non fornita, il quale è invece legato al costo che si determina in caso di disalimentazioni diffuse in relazione alle ricadute su attività produttive (sfridi, blocco impianti oltre alla mancata produzione) e sulla società (blocco servizi essenziali, necessità soccorsi, ecc.). Questi ultimi sono tanto più elevati se le disalimentazioni coinvolgono aree a maggior densità abitativa e/o prestigiose/sensibili.

⁴⁶ In merito, si fa presente che l'Autorità, con Del. 197/11/ARG/elt e con riferimento al periodo di regolazione 2012-2015, ha aggiornato i parametri per la regolazione della qualità del servizio rispetto a quanto previsto dalla deliberazione n. 341/07, allineando la valorizzazione dell'energia non fornita ai risultati dell'indagine condotta dall'Autorità stessa nel corso del 2003 e del 2004 su oltre 2600 clienti finali per l'individuazione dei costi derivanti dalle interruzioni di energia elettrica. Si vedano per maggiori dettagli i punti da 5.46 a 5.53 del DCO 20/11 e i riferimenti ivi citati, dove, tra l'altro l'Autorità propone per il quarto periodo di regolazione una valorizzazione dell'ENF compresa nella banda tra 30 €/kWh e 50 €/kWh. In particolare, per il presente periodo di regolazione, il valore dell'ENF è stato aggiornato a 40 €/kWh (valore, tra l'altro, molto vicino a quello adottato in Gran Bretagna) [14], [15].

sulle unità di produzione (ad es. mancanza di sufficiente flessibilità). In queste condizioni, per garantire l'esercizio in sicurezza della rete in mancanza di altre contromisure è necessario ricorrere alla modulazione della produzione da FER;

- a livello locale, in quelle ore in cui la generazione rinnovabile deve essere tagliata al fine di evitare sovraccarichi, a causa delle congestioni presenti sulla rete AT.

In entrambi i casi, la causa è l'*over generation (OG)*, ossia l'eccesso di energia prodotta rispetto alla capacità del sistema elettrico di assorbirla e trasportarla, e l'effetto è il taglio di energia prodotta da FER.

Il primo impatto, a livello di sistema, può essere influenzato anche dalle modalità di funzionamento dei mercati (in particolare dalle dinamiche di formazione del prezzo e dagli scambi che si determinano sul mercato dell'energia, e dal successivo approvvigionamento di risorse in risposta a vincoli di esercizio sul mercato dei servizi). Esso può essere inoltre ridotto dagli interventi di sviluppo che, attraverso l'incremento della capacità di trasporto tra zone di mercato, riducono i vincoli di sistema. Relativamente a questi casi, si propone pertanto di quantificare la riduzione dell'OG di sistema mediante simulazioni di mercato che tengano conto dei vincoli a rete integra del sistema⁴⁷ e delle necessità di riserva (sia a salire che a scendere per esigenze di regolazione).

Il secondo impatto, a livello locale, è invece influenzato dalla distribuzione e dall'entità della produzione da FER sulla porzione di rete in esame. Può essere ridotto con la realizzazione di rinforzi di rete locale (tipicamente elettrodotti, nuove linee o potenziamenti, e stazioni di raccolta AAT/AT che consentono di aumentare la capacità di trasporto e la magliatura della rete locale in cui è immessa l'energia prodotta dagli impianti FER). In questi casi si propone di quantificare la riduzione dell'energia tagliata mediante simulazioni probabilistiche basate su tecniche Monte Carlo⁴⁸.

In entrambi i casi, le simulazioni effettuate forniscono direttamente un valore di complessivo annuo di OG evitata (GWh/anno), che deve essere monetizzato.

Il valore economico del taglio di energia prodotta da FER sul sistema è costituito dai seguenti due elementi:

- dal costo o dal valore di mercato della produzione termoelettrica che produce al posto delle fonti rinnovabili tagliate che avrebbero costi variabili nulli;
- da un danno connesso derivante dal fatto che con il taglio il sistema non usufruisce di un bene (l'energia verde) a cui il sistema stesso riconosce un maggior valore specifico.

⁴⁷ In particolare, per la simulazione MGP è necessario implementare tra l'altro le seguenti logiche:

- modellizzazione dell'offerta sulle frontiere per la valutazione degli scambi attesi: è stabilita una relazione tra scambi sulle frontiere e prezzo zonale MGP nella zona di interconnessione;
- vincoli per gruppi termoelettrici in servizio (flessibilità, eventuali vincoli cicli produttivi).
- Nella simulazione MSD, in cui vengono utilizzati gli scambi con l'estero così come determinati in esito a MGP, sono 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;
- 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.

⁴⁸ Le analisi effettuate con questo tipo di approccio tengono conto delle numerose diverse situazioni probabili di funzionamento della porzione di rete in esame al variare del fabbisogno, della produzione e della configurazione di rete (in funzione della producibilità degli impianti e dei tassi di indisponibilità dei singoli elementi di rete).

Per la valorizzazione del primo elemento è possibile utilizzare diversi parametri di monetizzazione dell'OG evitata:

- valore del costo medio di generazione termoelettrica: in questo caso il costo di produzione può essere stimato grazie ad opportune simulazioni *market based*;
- valore di mercato dell'energia persa: si utilizza il prezzo medio che può essere stimato grazie a simulazioni di mercato.

Al riguardo, nei casi in cui non sia possibile identificare con sufficiente chiarezza in esito alle simulazioni il meccanismo esatto attraverso il quale l'OG viene ridotta (per es. un nuovo rinforzo interzonale potrebbe ridurre la richiesta di regolazione a scendere in una zona, oltre ad aumentare il numero di impianti che possano scendere in seguito ad un problema di OG) si propone l'utilizzo del costo medio di generazione termica.

Per la valorizzazione del secondo elemento, invece, il parametro di monetizzazione può essere scelto tra:

- il valore dell'LCOE (*Levelized Cost of Energy*) della produzione da fonti rinnovabili. Questo parametro indica il valore a cui dovrebbe essere remunerata l'energia verde per rendere sostenibile un investimento in generazione da FER; esso può quindi essere utilizzato per indicare il valore unitario dell'energia prodotta da un impianto da fonte rinnovabile;
- il valore a consuntivo del costo medio unitario di incentivazione dell'energia rinnovabile; si fa però presente che la stima di questo parametro richiede una conoscenza di dettaglio di molti dati difficilmente reperibili e che esso potrebbe discostarsi significativamente dal valore previsionale nello scenario all'anno orizzonte considerato;
- il valore dell'incentivo per i soli impianti a fonte eolica (attualmente la categoria principale di impianti da FER su cui si è possibile intervenire per effettuare modulazioni in situazioni di OG) che in un modello semplificato può essere convenzionalmente assunto a riferimento per le valutazioni in argomento ⁴⁹.

In proposito si propone, almeno in una prima fase di applicazione della metodologia, di adottare per semplicità il valore dell'incentivo per la fonte eolica al fine di monetizzare il beneficio specifico derivante dalla riduzione della OG. In Italia, il valore di tale incentivo è in sostanza il valore del certificato verde, poiché la quasi totalità degli impianti eolici appartengono a questo schema incentivante. Per il 2014, il GSE ha fissato il prezzo di ritiro dei certificati verdi a circa 89 €/MWh⁵⁰.

Si segnala inoltre che l'indicatore BTN5 qui proposto sostituisce l'indicatore BT5 precedentemente adottato da Terna, con il vantaggio di produrre una quantificazione del beneficio più accurata in quanto ottenuta in esito a simulazioni che descrivono tutte le condizioni di funzionamento possibili, rendendo non più necessario fare ipotesi sulle ore equivalenti annue di utilizzo della potenza liberata.

Si rappresenta infine che i benefici in termini di integrazione della produzione da FER quantificati con l'indicatore BTN5 qui descritto non si sovrappongono ai benefici in termini di incremento del *social welfare* stimati mediante l'indicatore BTN1, neppure nel caso della OG di sistema. Infatti, come accennato al paragrafo 4.6.1, BTN1 descrive esclusivamente il funzionamento del mercato dell'energia, dove nella pratica non possono verificarsi problemi di bilanciamento con eccesso di produzione da FER

⁴⁹ A livello internazionale, la pratica proposta è già stata adottata nella valutazione dei benefici derivanti dall'interconnessione del mercato del bilanciamento tra CAISO e PACIFICORP [12]. Nel testo è riportato: "The study used a \$90/MWh value of avoided renewable energy curtailment as the sum of three components: (1) renewable energy certificate (REC) value, assumed to be \$50/MWh; (2) production tax credit (PTC) value of \$20/MWh; and (3) the avoided production cost of the thermal unit that an EIM enables to dispatch down, estimated to be \$20/MWh.". Il REC è l'equivalente del certificato verde in Italia. Il PTC è un incentivo fiscale concesso per 10 anni dall'entrata in servizio di un impianto eolico o a biomasse. La somma di queste due componenti è quindi l'incentivo percepito dagli impianti eolici.

⁵⁰ Il valore è calcolato come $0.78 * (180 - \text{il valore medio 2013 del prezzo di cessione dell'energia elettrica})$.

(in quanto in tal caso non sarebbe possibile “chiudere il mercato”). Tali fenomeni non possono essere tuttavia esclusi dal punto di vista teorico in presenza di scenari fortemente sbilanciati, caratterizzati da basso fabbisogno ed elevata produzione da FER⁵¹. In tal caso il simulatore di mercato rileva il fenomeno e, allo scopo di chiudere la simulazione, prosegue l’elaborazione trascurando la produzione eccedentaria, che quindi convenzionalmente non viene considerata nella quantificazione del beneficio BTN1 per essere valutata in modo più puntuale attraverso l’indicatore BTN5.

4.6.5 Investimenti evitati (BTN6)

Questo indicatore, che riprende integralmente l’indicatore BT6 attualmente utilizzato, quantifica il beneficio (costo evitato) associato in generale a programmi di razionalizzazione/riassetto della rete esistente che rispondono ad esigenze di riduzione delle congestioni o incremento della sicurezza di esercizio, e che comprendono anche interventi di demolizione di impianti o parti di asset esistenti (la cui presenza non è più necessaria nel nuovo assetto di rete previsto).

Il beneficio in argomento si riferisce quindi a interventi di sviluppo la cui realizzazione consente, tra l’altro, di evitare investimenti che sarebbero stati altrimenti necessari in risposta a esigenze iderogabili (rispetto vincoli di legge, obblighi di connessione, manutenzione straordinaria/rifacimento di asset esistenti in relazione all’esigenza di garantire la sicurezza di persone e cose).

La voce di beneficio è pari al costo di investimento (*capex*) evitato. Qualora significativi, è possibile considerare anche gli oneri di esercizio e manutenzione ordinaria (*opex*) relativi agli asset che avrebbero dovuto essere rinnovati/mantenuti in servizio in assenza dell’intervento di sviluppo e che invece sono oggetto di demolizione⁵² nell’ambito dei piani di riassetto programmati.

4.6.6 Riduzione dei costi per servizi di rete (BTN7)

Il rispetto dei vincoli di esercizio (limiti di trasporto su sezioni di rete critiche, stabilità dei parametri di frequenza e tensione) è condizione necessaria per la sicurezza del sistema elettrico.

In esito al mercato dell’energia (in cui si tiene conto solo dei limiti di scambio tra zone di mercato) al fine di garantire in ogni istante il rispetto di tali condizioni, è necessario approvvigionare specifiche risorse di rete, in modo da:

- assicurare adeguati margini di riserva secondaria e terziaria per garantire il bilanciamento di carico e generazione e gli scambi programmati;
- mantenere profili di tensione adeguati all’interno dei limiti di sicurezza;
- evitare sovraccarichi su sezioni di rete congestionate nel rispetto del criterio di sicurezza N-1.

I costi di queste risorse, approvvigionate principalmente sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), sono tanto più elevati quanto più importanti e frequenti sono i vincoli di esercizio del sistema da tenere conto.

La realizzazione di determinati interventi di sviluppo, quali nuove linee e stazioni elettriche nonché apparati funzionali alla regolazione dei flussi e delle tensioni, consente spesso di ridurre o eliminare alcuni vincoli di esercizio e conseguentemente di ridurre i costi delle risorse approvvigionate per fornire servizi di rete.

Un rinforzo intrazonale, avendo un effetto di tipo locale sulla rete, impatta principalmente sulle movimentazioni MSD necessarie ad eliminare le congestioni intrazonali.

⁵¹ E’ il caso di alcuni scenari (ad es. le vision 3 e 4 definite da ENTSO-E nel TYNDP 2014 con riferimento al 2030), nei quali la capacità eolica e fotovoltaica installata è talmente elevata da determinare in talune situazioni un’eccedenza di produzione rinnovabile rispetto al carico elettrico in un modello di mercato che non tiene conto di tutti i vincoli di esercizio tipici del mercato dei servizi.

⁵² Nelle analisi costi benefici, i costi di dismissione degli asset oggetto di tali interventi di demolizione rientrano invece tra le voci di costo.

Un rinforzo interzonale invece, oltre a rilassare i vincoli di interconnessione tra le zone, può contribuire a rendere disponibili risorse aggiuntive che consentono di ottimizzare i volumi e i costi delle movimentazioni finalizzate sia al decongestionamento dentro le zone, sia a garantire i margini di riserva per bilanciare il sistema⁵³.

Ciò premesso, l'indicatore in argomento riprende l'indicatore BT7 precedentemente adottato, evolvendo le modalità di valutazione del beneficio corrispondente come di seguito indicato.

La quantificazione delle movimentazioni di risorse per servizi di rete e la relativa monetizzazione su scenari previsionali è piuttosto complessa a causa dell'elevato numero di variabili coinvolte e della natura non deterministica di alcune di esse, anche in dipendenza dell'orizzonte temporale in cui tali valutazioni si collocano.

Al fine di stimare il beneficio derivante dalla realizzazione degli interventi di sviluppo, si propone pertanto di adottare approcci diversi, in funzione del tipo di intervento oggetto di *assessment* (rinforzi interzonali, piuttosto che intrazonali) e della data di *commissioning* prevista (ricadente nell'orizzonte di breve-medio termine o di medio-lungo termine).

- Nei casi in cui l'intervento in esame permetta di rimuovere dei vincoli a rete integra e richieda, dal momento in cui viene pianificato, tempi contenuti per la progettazione e realizzazione delle opere previste (ad es. nel caso di installazione di trasformatori o apparati di compensazione reattiva in stazioni esistenti⁵⁴), si ritiene possibile effettuare stime/proiezioni utilizzando i risultati di analisi dei dati storici a consuntivo relativi ai costi di approvvigionamento delle risorse sul mercato dei servizi.
- Nei casi relativi a interventi più complessi (come realizzazione di nuovi elettrodotti e stazioni) la cui entrata in servizio si colloca più avanti nel tempo, l'utilizzo di dati storici risulta meno opportuno, soprattutto se la porzione di rete rilevante oggetto di studio è interessata da significative modifiche dello scenario previsionale di generazione e carico all'anno orizzonte considerato.

In questi casi è necessario effettuare simulazioni utilizzando il modello di rete previsionale al fine di determinare il dispacciamento ottimo delle risorse in grado di rispettare i vincoli di rete e di bilanciamento del sistema. Le simulazioni sono tuttavia differenti a seconda del tipo di intervento.

- Se si tratta di un intervento di sviluppo intrazonale (che ha un impatto solo sulla rete interna alla zona di mercato interessata), è possibile quantificare la variazione delle

⁵³ E' importante evidenziare come i benefici economici associati ad un intervento interzonale ottenibili su MGP e MSD possono essere molto diversi tra loro. Le differenze principali sono dovute ai diversi vincoli presenti nei due mercati.

A questo proposito, è particolarmente interessante notare come un rinforzo interzonale che non presenta benefici rilevanti su MGP, potrebbe essere importante su MSD. Per analizzare più in dettaglio questo aspetto è utile considerare le cause di uno dei vincoli principali in MSD, ossia il bilanciamento in tempo reale tra il carico e la generazione. Si può asserire che lo sbilanciamento è causato principalmente da:

- errore nella previsione del carico da parte di chi si approvvigiona di energia in borsa;
- errore nella stima della produzione di energia da fonte rinnovabile;
- errori nell'esecuzione dei programmi di produzione dei gruppi rispetto al programma;
- fuori servizio accidentali di unità di produzione;
- accensione su MSD di gruppi necessari al soddisfacimento dei vincoli di sicurezza a rete integra.

L'elenco precedente mostra che una quota dello sbilanciamento complessivo deriva dall'incertezza presente su MGP nel prevedere le condizioni del tempo reale, mentre un'altra quota deriva da MSD, dove sono eseguite specifiche movimentazioni per garantire la sicurezza del sistema. A questo si somma la necessità su MSD di soddisfare vincoli di riserva zonale e di aggregato.

Ne consegue che i transiti interzonali derivanti dai dispacciamenti MGP e MSD possono essere molto diversi tra loro. Per questo motivo l'introduzione di un nuovo rinforzo interzonale determina una variazione delle quantità a salire e a scendere su MSD nelle diverse zone e quindi potrebbe rivelare i suoi effettivi benefici soltanto su questo mercato.

⁵⁴ In questi casi, soprattutto laddove siano necessarie solo procedure autorizzative semplificate, è possibile completare la realizzazione in tempi molto contenuti.

risorse dispacciate e il relativo costo mediante analisi probabilistiche, con l'impiego di strumenti di simulazione tipo Monte Carlo. In questi casi il simulatore è in grado di effettuare migliaia di elaborazioni che riproducono tutte le situazioni probabili di funzionamento del sistema e, tenendo conto anche del valore economico delle risorse movimentate, fornisce in output la variazione dei volumi di risorse o anche direttamente la riduzione dei costi di dispacciamento (M€/anno) conseguibile con la realizzazione del nuovo intervento.

- Qualora sia necessario simulare un intervento di sviluppo interzonale (che determina un incremento dei limiti di scambio tra zone di mercato), per effettuare valutazioni sufficientemente accurate degli effetti sul mercato dei servizi evitando sovrapposizioni con i benefici associati al mercato dell'energia (MGP), è necessario utilizzare un simulatore MSD/MB in grado di quantificare i volumi e i costi di ri-dispacciamento delle risorse a partire dai risultati di MGP.

4.6.7 Emissioni di CO₂ (BTN8)

Questo indicatore riprende l'indicatore BT8 precedentemente adottato, quantificando il beneficio derivante dalla riduzione delle emissioni di CO₂.

Tale beneficio è associabile ai fattori di seguito descritti.

- Variazione del mix produttivo a seguito della realizzazione di un intervento di sviluppo che consente di ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (mediante incremento i limiti di scambio tra zone di mercato) che intrazonali (incremento della capacità di trasporto su sezioni critiche della rete AAT o AT all'interno delle diverse zone). Tenuto conto che le congestioni di rete limitano la produzione degli impianti termoelettrici più efficienti (più moderni e con rendimenti migliori) e degli impianti da fonti rinnovabili, la realizzazione dei rinforzi in argomento consente in generale di favorire la produzione di impianti più efficienti con emissioni più contenute o persino nulle.
- Riduzione delle perdite di rete cui corrisponde una minore produzione di energia da fonti convenzionali.

Per quantificare la variazione delle emissioni associate alla modifica del mix produttivo, è necessario ricorrere a simulazioni in grado di analizzare il diverso dispacciamento della generazione in assenza e in presenza dell'intervento di sviluppo in esame. Si propone di utilizzare due processi di calcolo differenti a seconda che l'analisi si riferisca a un rinforzo di rete interzonale piuttosto che intrazonale.

Nel caso di un intervento che determina un incremento del limite di scambio tra zone di mercato, l'impatto maggiore si verifica sul mercato dell'energia, pertanto l'utilizzo di simulazioni di mercato su scenario previsionale come quelle descritte al paragrafo 3.1.1 (per il calcolo dell'indicatore BTN1) consente di ottenere dei risultati sufficientemente accurati⁵⁵, espressi in termini di variazione dei volumi annui (MWh/anno) di energia prodotta da ciascuna categoria di impianto.

Nel caso in cui invece l'intervento oggetto di analisi riguardi un rinforzo di rete intrazonale, il ri-dispacciamento delle potenze cui corrisponde un diverso mix produttivo può essere determinato in esito

⁵⁵ In questo caso si trascurano le dinamiche relative al mercato dei servizi, che possono determinare una ulteriore variazione del dispacciamento della generazione in relazione alla presenza di ulteriori vincoli di esercizio di cui occorre tenere conto. L'approssimazione può tuttavia essere considerata accettabile, in particolare qualora la realizzazione dell'intervento di sviluppo in esame abbia un impatto prevalentemente sui limiti di scambio tra zone (anche in considerazione del fatto che il beneficio associato alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica è in generale marginale rispetto ad altre voci di beneficio, per cui un calcolo più accurato non sposterebbe i risultati complessivi dell'analisi).

ad analisi probabilistiche condotte sul modello di rete previsionale all'anno orizzonte considerato. Anche in questo caso il simulatore fornisce in output la variazione dei volumi di energia prodotta.

In entrambi i casi è necessario convertire i volumi di energia calcolati nel corrispondente valore di minore emissione (CO₂ ton/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici di ciascuna categoria di impianto.

Per quanto riguarda la quantificazione delle minori emissioni associate alla riduzione delle perdite di rete, è necessario innanzitutto calcolare la variazione delle perdite. Al riguardo, si può utilizzare il valore di riduzione delle perdite già calcolato ai fini dell'indicatore BTN2 (cfr. paragrafo 4.6.2.). Occorre poi tradurre l'energia persa nel corrispondente valore di minore emissione (CO₂ ton/anno), utilizzando un apposito coefficiente che esprime le emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta.

Una volta ottenuta la variazione delle emissioni, si procede alla valorizzazione economica del beneficio utilizzando un parametro di monetizzazione legato al valore dei certificati di emissione⁵⁶. Si propone al riguardo di utilizzare un valore stimato sulla base delle proiezioni effettuate da ENTSO-E nel TYNDP⁵⁷.

⁵⁶ Qualora i costi dei diritti di emissione siano compresi nella struttura dei costi di produzione utilizzati per gli studi alla base del calcolo degli altri benefici - al fine di evitare problemi di *double counting*, la componente del beneficio di riduzione delle emissioni di CO₂ associata alla variazione del mix produttivo non dovrebbe essere monetizzata.

⁵⁷ Ad es. nel TYNDP 2014, ENTSO-E riporta, per l'anno orizzonte 2030, i seguenti valori: 31 €/ton per le Vision 1 e 2, 93 €/ton per le Vision 3 e 4 (www.entsoe.eu). Al riguardo, per il momento si ritiene più opportuno prendere a riferimento prudenzialmente il valore inferiore relativo alle Vision 1 e 2, per ottenere (attraverso un processo di interpolazione) il valore all'anno orizzonte dello scenario di lungo termine considerato.

4.7 Indici di performance (KPI)

Unitamente agli indici quantificati e monetizzati, utilizzati per il calcolo degli indicatori economici (IP, VAN), si propone l'utilizzo, ove opportuno, di altri indici qualitativi da poter utilizzare a complemento delle informazioni fornite per la valutazioni degli interventi. Nella Figura 14 una sintesi di tali indici.

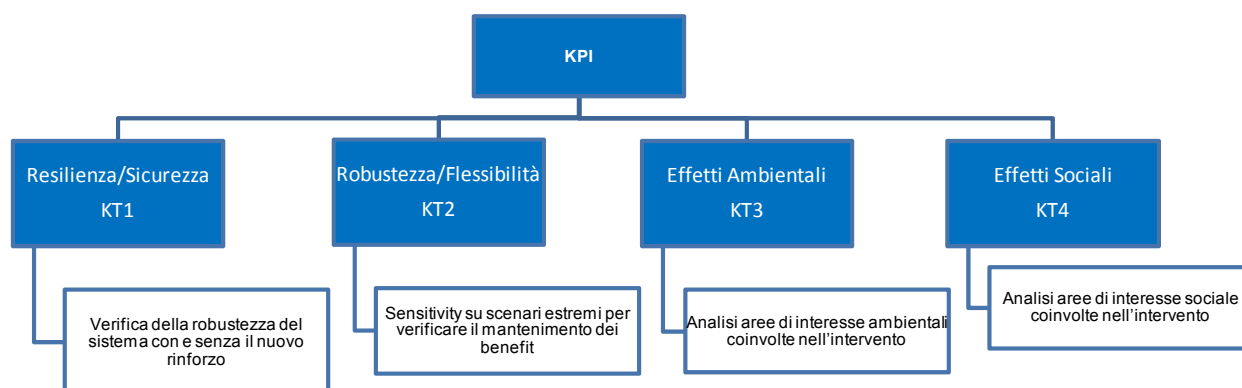


Figura 14 - Indici KPI

4.7.1 Resilienza/Sicurezza (KT1)

Per quanto riguarda questo KPI si propone di adottare l'approccio ENTSO-E⁵⁸, ossia valutare mediante studi di rete l'affidabilità e la sicurezza del sistema come capacità di:

- far fronte a situazioni specifiche di indisponibilità multiple derivanti dalla contemporaneità di guasti e manutenzioni;
- rispettare i vincoli di rete statica in caso di eventi eccezionali;
- capacità di rispettare i criteri per evitare il collasso di tensione.

4.7.2 Robustezza/Flessibilità (KT2)

La robustezza di un nuovo progetto può essere valutata sfruttando uno dei due approcci di seguito descritti.

- Approccio probabilistico: si introducono negli scenari delle variabili aleatorie a cui si associa una certa funzione di probabilità. Successivamente con tecniche statistiche si combinano i benefici pesati delle varie simulazioni per diversi valori delle variabili;
- Approccio deterministico: si studiano scenari estremi per capire come il sistema si comporta in situazioni molto diverse da quelle ipotizzate.

L'approccio probabilistico, seppur potenzialmente più accurato, presenta una serie di inconvenienti come l'elevato numero di simulazioni da effettuare e la difficoltà nell'associare funzioni di probabilità affidabili alle variabili oggetto di studio (es: distribuzione di probabilità da associare al prezzo previsionale della CO₂).

⁵⁸ Per una descrizione dettagliata delle grandezze da valutare e dei casi da considerare si rimanda al documento ENTSO-E "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects".

L'approccio deterministico invece, anche se non riesce a pesare il valore di un beneficio in funzione dello scenario studiato, permette di capire se il nuovo progetto mantiene i suoi benefici anche con condizioni del sistema elettrico molto diverse dalle ipotizzate.

Le variabili da studiare utilizzando l'approccio deterministico potrebbero essere:

- prezzi della CO₂;
- variabilità del modello di rete/interdipendenza con altri interventi di sviluppo;
- significative variazioni nelle ipotesi di domanda e generazione rinnovabile.

Si deve comunque sottolineare che la scelta delle variabili su cui testare la robustezza degli scenari deve essere valutata attentamente caso per caso.

L'esperienza dimostra tuttavia come queste analisi siano particolarmente onerose (oltre che non sempre compatibili con le tempistiche di predisposizione/aggiornamento del PdS) e che nella gran parte dei casi i benefici tecnico-economici degli interventi di sviluppo del sistema di trasmissione siano fortemente condizionati dalle variabili di scenario, con la conseguenza che spesso i risultati delle analisi sono ribaltati al variare delle assunzioni fatte.

In relazione a quanto sopra, si propone di effettuare le valutazioni in argomento solo in casi particolari (ad esempio per progetti caratterizzati da profili di rischio particolarmente elevati) e di pesare opportunamente i risultati delle *sensitivity* effettuate in modo da attribuire un valore preponderante all'*assessment* condotto nello scenario probabile preso a riferimento.

4.7.3 Effetti ambientali e sociali (KT3 e KT4)

Relativamente a questi due KPI (uno per gli impatti ambientali e l'altro per gli impatti socio-territoriali) si propone di valutare rispettivamente:

- la variazione, in termini di km "occupati" dagli asset di trasmissione, in aree di interesse naturale/per la biodiversità.
- la variazione, in termini di km "occupati" dagli asset di trasmissione, in aree di interesse sociale/paesaggistico

Entrambi gli indici possono essere valutati con un grado di accuratezza tanto maggiore quanto più è in fase avanzata la definizione del progetto a cui si riferiscono e forniscono un'indicazione sufficientemente precisa solo a valle della predisposizione del progetto definitivo⁵⁹.

⁵⁹ Ad es. quello che si prevede di utilizzare a fini autorizzativi.

4.8 Tabella di sintesi/confronto categorie benefici

Nella Tabella 9 si riporta la comparazione tra i benefici considerati da Terna e quelli considerati da ENTSO-E, al fine di individuare le analogie e le differenze principali tra le metodologie.

Tabella 9 - Comparazione tra benefici Terna e benefici ENTSO-E

Categorie benefici attuale metodologia Terna	Categorie benefici metodologia ENTSO-E	Categorie benefici evoluzione metodologia Terna
BT1: Aumento energia scambiata con l'estero [€]	E1: Socio-Economic Welfare [€]	BTN1: Social Economic Welfare [€]
BT2: Riduzione delle perdite di rete [€]	E2: Variazione delle perdite [€]	BTN2: Perdite di rete [€]
BT3: Riduzione rischio energia non fornita (ENF) [€]	E3: Security of supply (ENF, LOLE, ecc.) [MWh, hh]	BTN3: Riduzione rischi energia non fornita (ENF) [€]
BT4: Riduzione di congestioni su sezioni critiche della rete [€]	E1: Socio-Economic Welfare [€]	BTN1: Social Economic Welfare [€] ⁶⁰ BTN7: Riduzione dei costi per servizi di rete [€] ⁶¹
BT5: Riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili [€]	E5: RES integration [MWh, MW]	BTN5: Integrazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili [€]
BT6: Investimenti evitati [€]	Non presente	BTN6: Investimenti evitati [€]
BT7: Riduzione dei costi per servizi di rete [€]	Non presente	BTN7: Riduzione dei costi per servizi di rete [€]
BT8: Riduzione delle emissioni di CO ₂ [€]	E8: CO ₂ emission [kton]	BTN8: Riduzione delle emissioni di CO ₂ [€]
Non presente	K1: KPI Resilience/System safety margin	KT1: KPI Resilienza/Sicurezza
Non presente	K2: KPI Robustness/flexibility	KT2: KPI Robustezza/Flessibilità
Non presente	K3: Environmental Sensibility [km]	KT3: KPI Effetti ambientali
Non presente	K4: Social Sensibility [km]	KT4: KPI Effetti sociali

Con la proposta di evoluzione dell'attuale metodologia, Terna da un lato si allinea alla metodologia sviluppata da ENTSO-E e dall'altro quantifica e monetizza tutti i benefici fornendo in output all'ACB indici sintetici che rapportano i valori attualizzati di benefici monetizzati e costi (cfr. paragrafo 4.11), mentre ENTSO-E utilizza una combinazione di valori quantitativi e di indicatori (KPI), espressi in termini di intervallo di valori.

4.9 Valutazione dei costi

Per le ipotesi alla base del calcolo dei costi si conferma quanto previsto nell'attuale metodologia e già indicato nei paragrafi 0 e 3.1.3.

⁶⁰ L'indicatore BTN1 descrive i benefici associati agli interventi che determinano un incremento di capacità di trasporto tra zone di mercato.

⁶¹ L'indicatore BTN7 descrive i benefici associati agli interventi che risolvono le congestioni all'interno delle zone di mercato (intra-zonali) riducendo in tal modo la necessità di approvvigionare risorse di rete, ossia delle risorse di dispacciamento necessarie a garantire la sicurezza di esercizio del sistema.

4.10 Scelta dell'orizzonte temporale dell'analisi e del tasso di attualizzazione

Una volta determinati costi e benefici di ciascun intervento di sviluppo, è possibile effettuare un'analisi comparativa finalizzata alla definizione degli indici sintetici (IP e VAN) che descrivono l'efficacia complessiva dell'investimento sotto il profilo della sostenibilità economica.

A tal fine è necessario definire sia l'orizzonte temporale dell'analisi (durata convenzionale del periodo considerato, nell'ambito della vita utile dell'investimento, per confrontare costi e benefici), sia il tasso di attualizzazione dei costi e dei benefici quantificati.

In merito all'orizzonte temporale, si ricorda che l'Autorità ha individuato in 40 e 33 anni la vita utile rispettivamente delle linee di trasmissione e delle stazioni elettriche (Del. 05/04) e che per le analisi costi benefici effettuate nel PdS si considera attualmente una vita utile convenzionale del progetto di 20 anni, ottenendo così valutazioni più prudenti. Anche in ambito europeo, ACER esprime una preferenza per la scelta di un periodo di vita utile convenzionale, al termine del quale si trascura il valore residuo degli asset al fine di ottenere una valutazione più conservativa.

Per quanto riguarda il tasso di attualizzazione dei costi e dei benefici, attualmente nel PdS esso è assunto convenzionalmente pari al valore del WACC (*weighted average cost of capital*) base del periodo regolatorio di riferimento per gli investimenti in attività di sviluppo della rete di trasmissione.

In ambito europeo⁶², ENTSO-E suggerisce invece l'utilizzo di un tasso di attualizzazione all'interno di un range che ha come limite minimo il tasso di rendimento dei *bond* statali o il costo del debito del settore di riferimento o il tasso di crescita del PIL, e come limite massimo il più alto costo del debito osservato negli stati finanziatori del progetto in valutazione.

Per il futuro, si propone di mantenere un approccio sostanzialmente coerente con quello finora utilizzato, estendendo tuttavia il periodo di analisi fino al venticinquesimo anno dall'entrata in servizio, il costo di realizzazione dell'investimento e adottando un tasso di attualizzazione del 4%, in linea con quanto indicato da ACER⁶³ e in via di adozione da parte di ENTSO-E per la predisposizione del prossimo TYNDP in ambito europeo.

4.11 Presentazione dei risultati e classificazione dei progetti

Si propone di rappresentare i risultati delle analisi costi benefici secondo le due prospettive: vista sistema e vista consumatore.

Lato sistema, risulta particolarmente importante dare evidenza dei benefici socio-economici e dei vantaggi per il sistema elettrico. Pertanto si forniscono i dati tecnici principali alla base delle valutazioni (in particolare l'incremento della capacità di trasporto associato al progetto) e i valori fisici ottenuti in output alle simulazioni o alle valutazioni tecniche effettuate: *social-economic welfare*, variazione perdite di energia, riduzione ENF, integrazione FER, variazione risorse per servizi di rete, variazione emissioni di CO₂ e KPI.

Tali parametri sono riportati in forma tabellare e, con valori normalizzati, in grafico tipo radar⁶⁴, come schematizzato di seguito.

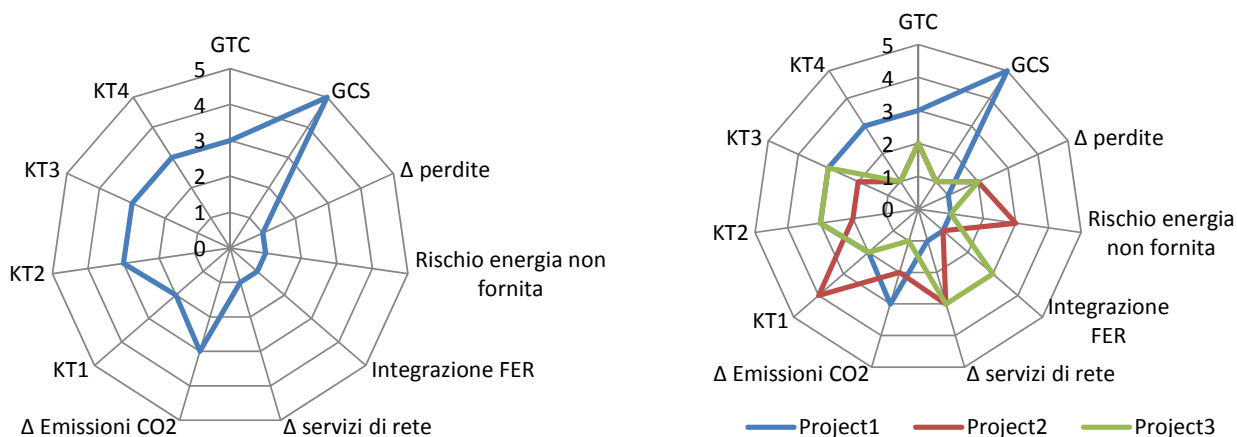
⁶² cfr. "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects" di ENTSO-E.

⁶³ Si veda al riguardo quanto espresso da ACER nel parere del 30/01/2014 "Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators N. 01/2014 sulle "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects" di ENTSO-E.

⁶⁴ Quest'ultima rappresentazione può essere molto utile per confrontare progetti appartenenti alla stessa categoria.

Tabella 12 - Benefici per il sistema

GTC	GCS	Δ perdite	Rischio energia non fornita	Integrazione FER	Δ servizi di rete	Δ Emissioni CO ₂	KT1	KT2	KT3	KT4
[MW]	[Mln€/anno]	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[kton/anno]				



Lato consumatore si propone di fornire una vista dei risultati funzionale a mettere a confronto i costi da sostenere per la realizzazione e l'esercizio dei nuovi progetti e i benefici per i consumatori (che in ultima analisi sopportano i costi dello sviluppo delle infrastrutture). Pertanto si forniscono i seguenti parametri:

- costi di investimento (M€)
- gli indicatori di prestazione dell'investimento calcolati in base alla stima dei costi e dei benefici⁶⁵ attualizzati:
 - rapporto benefici/costi attualizzati (IP o *benefit-cost ratio*, BCR)
 - valore attuale netto (VAN o *net present value*, NPV).

I risultati delle analisi possono essere anche utilizzati per classificare i progetti in funzione delle principali finalità a cui gli stessi effettivamente rispondono (aumento degli scambi con l'estero, riduzione delle congestioni, integrazione della produzione da fonti rinnovabili, miglioramento della sicurezza e qualità del servizio) e per definire all'interno di ciascuna categoria⁶⁶ i progetti caratterizzati dalle migliori performance.

A tal fine, l'utilizzo del solo BCR può non essere adeguato, poiché finirebbe per evidenziare principalmente interventi di importanza minore caratterizzati da costi molto contenuti (che presentano dei benefici più elevati dei costi, ma anch'essi limitati) a scapito degli interventi di portata strategica maggiore caratterizzati da costi più alti a fronte di benefici netti molto elevati nel medio-lungo periodo.

Occorre quindi affiancare al BCR anche il valore del VAN, che esprime proprio il beneficio netto del progetto in termini assoluti.

⁶⁵ Si utilizzano quindi i valori monetizzati di tutti gli indicatori di beneficio descritti al paragrafo 4.6. Relativamente alla valutazione del social economic welfare correlato al funzionamento del mercato dell'energia (indicatore BTN1), la vista consumatore prevede la valorizzazione della componente di Consumer Surplus.

⁶⁶ Le valutazioni sono effettuate confrontando progetti che rispondono alla stessa finalità per evitare di mettere in secondo piano intere categorie di opere.

Al fine di mettere a confronto più interventi ricadenti nella stessa categoria, può risultare anche opportuno utilizzare, oltre all'indice BCR e al VAN, un indice di efficacia (IE) ottenuto combinando i valori normalizzati dei precedenti due⁶⁷.

Si fa presente che per la valutazione delle priorità di intervento all'interno di ciascuna categoria, è indispensabile considerare ulteriori elementi che forniscano indicazioni sulla effettiva realizzabilità del progetto: opere con i cantieri in corso non possono avere la stessa priorità di opere che sono ancora in fase di pianificazione preliminare.

⁶⁷ Ad esempio il prodotto $(BCR * VAN)$ o il valore di tale prodotto normalizzato $[(BCR/BCR\ medio) * (VAN/VAN\ medio)]$ in rapporto al valore medio degli indici relativi ai progetti appartenenti alla stessa categoria.

5 Conclusioni

Nel presente allegato è riportata la proposta di evoluzione dell'attuale metodologia ACB di Terna per la valutazione degli investimenti di sviluppo in infrastrutture elettriche presenti nel Piano di Sviluppo nazionale.

L'analisi dell'esistente documentazione internazionale a riguardo ha mostrato come il dibattito sulla definizione di un'unica metodologia condivisa sia ancora aperto.

Le caratteristiche principali della nuova metodologia ACB proposta sono principalmente:

- un approccio più rigoroso al calcolo e alla monetizzazione dei benefici;
- l'utilizzo sistematico di strumenti di simulazione che consentono di effettuare analisi di rete e di mercato nelle diverse situazioni di funzionamento del sistema all'anno orizzonte dello scenario previsionale considerato
- un maggiore allineamento alle *best practices* adottate in ambito europeo.

Si propone inoltre una duplice rappresentazione dei risultati secondo la prospettiva del sistema e del consumatore.

6 Bibliografia

1. ENTSO-E, "Guideline for cost benefit analysis of grid development projects", November 2013
2. California Independent System Operator, "Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)", June 2004
3. Girardi, Brambilla, "Linee guida per la quantificazione delle esternalità delle linee elettriche", CESI RICERCA, Febbraio 2009
4. Commissione Europea, "Proposta di regolamento del parlamento europeo e del consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee che abroga la decisione n. 1364/2006/CE", 19/10/2011
5. ENTSO-E, "Combined CBA and multicriteria analysis: application guideline/collection of working examples - Draft", 2013
6. ACER, "Agency position on the ENTSO-E "Guideline to cost benefit analysis of grid development Projects"", 30 January 2013
7. "Cost Benefit Analysis in the context of the energy infrastructure package", Seventh Framework Programme – Think, Final Report, January 2013
8. Parere ACER
9. Parere EC
10. Terna, "Piano di sviluppo 2012", 2012
11. Terna, " Piano di sviluppo 2013", 2013
12. "PacifiCorp-ISO Energy Imbalance Market Benefits", PacifiCorp and California ISO, March 13 2013
13. "Cost electricity interruptions", Seventh Framework Programme - Secure, Project No 213744, Derivable No 5.6.3, 20 April 2009
14. Autorità per l'energia elettrica e il gas, "ARG/elt 197/11 - Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015", 29/12/2011
15. Autorità per l'energia elettrica e il gas, "DCO AEEG 020-11 – Opzioni e proposte per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015", 26/05/2011

7 APPENDICE

7.1 Socio-Economic Welfare

7.1.1 Introduzione

Il social welfare è la funzione obiettivo utilizzata per la risoluzione dei mercati basati sul system marginal price. Infatti, il criterio di risoluzione consiste nel massimizzare il valore economico creato dagli scambi di energia sul mercato: ciò si attua massimizzando la differenza tra consumers' utility e producers' bids (figura seguente). Grazie a questo processo di ottimizzazione viene individuato il punto di incontro tra la domanda e l'offerta.

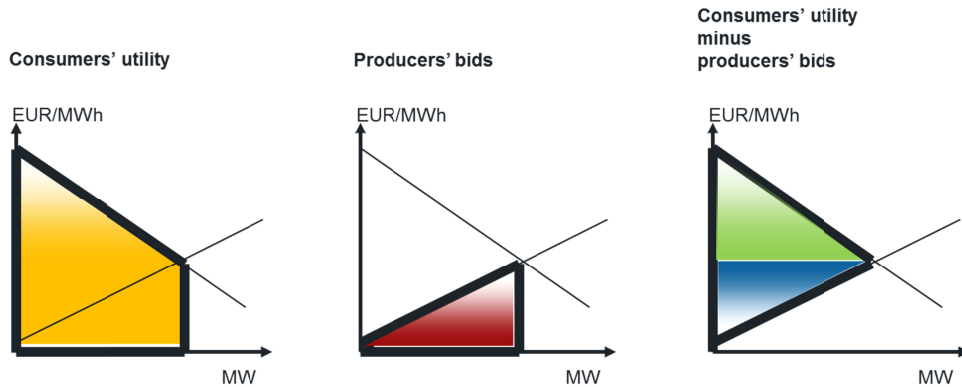


Figura 15: Illustrazione del consumers' utility e del producers' bids

Vedendo la cosa in altri termini, si può dimostrare che, massimizzare la differenza tra il consumers' utility e il producers' bids, equivale a massimizzare la somma del consumers' e del producers' surplus (figura seguente). Il consumers' surplus può essere definito come la differenza tra quanto il consumatore sarebbe disposto a pagare per avere un certo bene e quanto paga in realtà. Il producers' surplus, invece, può essere definito come la differenza tra quanto è disposto ad essere pagato per produrre un certo bene e quanto viene pagato in realtà.

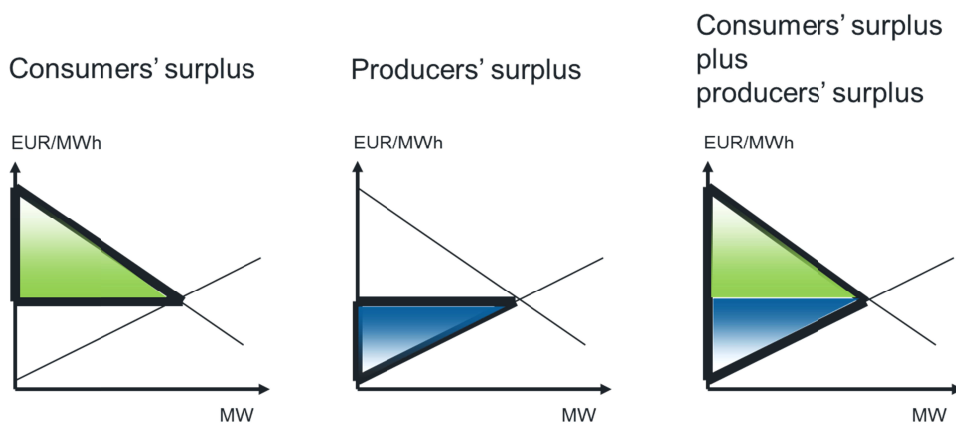


Figura 16: Consumers' surplus e Producers' surplus in assenza di congestioni

Il mercato elettrico è strettamente legato al sistema di trasmissione. In particolare, è necessario passare ad una suddivisione in zone del mercato nei casi in cui è minacciata la sicurezza del sistema; questi vincoli fisici introducono dei vincoli economici e comportano quindi delle inefficienze. Quando il mercato è separato, l'interconnessione tra le due zone è congestionata e si crea un differenziale di prezzo derivante dalle offerte di vendita accettate nella zona importatrice, meno competitive di quelle della zona esportatrice.

Se sono presenti congestioni, massimizzare il social welfare equivale a massimizzare la somma del consumers' surplus, del producers' surplus e delle congestion rents. Le congestion rents sono un flusso di denaro che nasce a causa della differenza tra quanto vengono remunerati i produttori e quanto pagano i consumatori. Tipicamente le congestion rents sono assegnate al TSO per effettuare i necessari investimenti per potenziare il sistema di trasmissione e decrementare quindi le inefficienze del mercato.

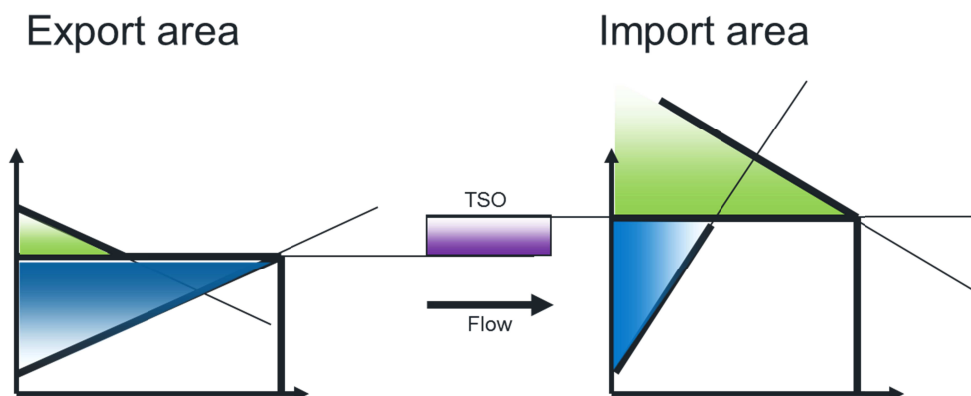


Figura17: Consumers' surplus (area in colore verde), Producers' surplus (area in colore blu) e Congestion rents (area in colore viola). La lunghezza del rettangolo viola è pari al limite di scambio tra le zone di mercato.

Quando la curva di domanda è inelastica il criterio di massimizzazione del welfare è equivalente a un criterio di minimizzazione dell'area sottesa dalla curva di offerta dei produttori.

Se si assume che i produttori offrano ai costi specifici di generazione allora minimizzare l'area sottesa equivale a minimizzare i costi di generazione.

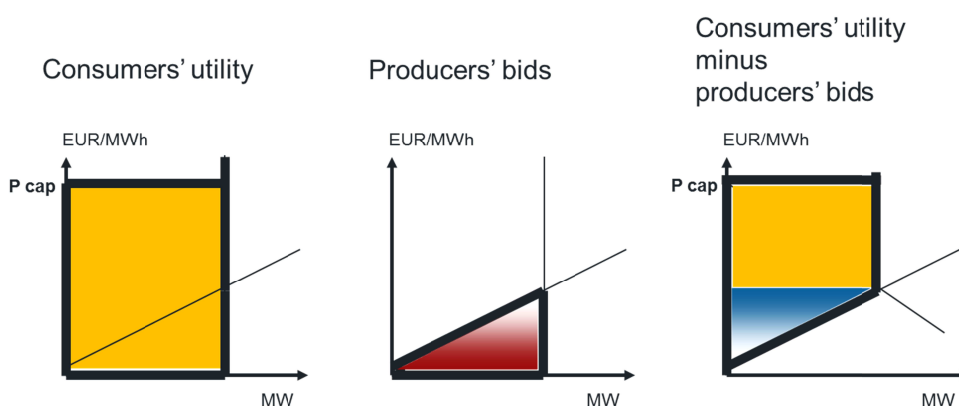


Figura 18: Social welfare con domanda inelastica

Quindi, se la domanda è inelastica e i produttori offrono a costi specifici costanti, il criterio di massimizzazione del welfare è perfettamente equivalente al criterio di minimizzazione dei costi, nel senso che entrambe le tecniche forniscono la stessa soluzione.

A questo proposito, ENTSO-E, indica due approcci per la valorizzazione dell'incremento del social welfare in seguito alla realizzazione di un nuovo rinforzo di rete:

- Generation cost approach, in cui sono comparati i costi di generazione prima e dopo l'intervento
- Total surplus approach, in cui sono comparati i surplus di consumatori e produttori e le rendite da congestione

Come anticipato, se la domanda è rigida i due metodi di calcolo sono equivalenti (stessa funzione obiettivo e stessa soluzione in termini di dispacciamento), in caso di domanda elastica, invece, si deve usare il total surplus approach poiché la funzione obiettivo di minimizzazione dei costi non è applicabile (minimizzare i costi con domanda elastica, porterebbe a produrre ed acquistare zero).

Da un punto di vista concettuale, il generation cost approach è ben applicabile in un sistema elettrico verticalmente integrato, dove deve essere ottimizzato l'esercizio dell'intero parco di produzione per minimizzare i costi da recuperare in bolletta. Il total surplus approach, invece, si presta bene per studiare un sistema elettrico liberalizzato, perché si possono identificare i benefici per ogni attore del mercato. Visto che i surplus sono calcolati in funzione dei prezzi di mercato che si formano, in questo tipo di analisi è bene considerare nelle offerte dei mark-up per simulare comportamenti strategici degli operatori.

Nel mondo sono state sviluppate alcune metodologie di analisi costi e benefici per gli investimenti in nuove infrastrutture elettriche basate su approccio market-oriented con benefici valutati in termini di total surplus :

- TEAM di CAISO (TSO californiano): «a methodology for assessing the benefits of a transmission project in a restructured market environment should include a method for modeling strategic bidding. Modeling strategic bidding is particularly important because transmission expansion can provide significant benefits to consumers by improving market competitiveness».
- VITAL (London Economics): «analysis is based on a realistic model of the operation of deregulated power markets including the prospect of strategic behavior and factors such as demand side responsiveness and contract cover that change strategic behavior».

Per questi motivi, per studiare il mercato elettrico, la scelta più indicata è utilizzare la metodologia di calcolo del social welfare grazie al total surplus, eseguendo simulazioni di mercato che considerino appropriati mark-up sulle offerte dei produttori.

7.1.2 La variazione del social surplus per valutare i benefici dei rinforzi di rete

Un'interconnessione tra due zone con differenze di prezzo permette alla generazione collocata nella zona con prezzo più basso di esportare verso la zona con prezzo più alto. Questo genera un aumento del social welfare, inteso come la somma delle tre componenti:

1. Consumer Surplus (CS) ovvero il surplus dei consumatori
2. Producer Surplus (CP) ovvero il surplus dei produttori
3. Congestion Rent (CR) ovvero le rendite da congestione generate in caso di saturazione dell'interconnessione.

Le figure seguenti mostrano come variano le tre componenti del welfare a causa dell'introduzione dell'interconnessione.

Nei grafici sono riportate le curve di offerta della zona importatrice ed esportatrice (curve rossa e grigia rispettivamente) e la capacità dell'interconnessione. Si fa notare che la potenza generata cresce da sinistra verso destra per la zona esportatrice e da destra verso sinistra per la zona importatrice.

L'aggiunta della capacità di interconnessione decresce il prezzo della zona importatrice (linea rossa) e aumenta quello della zona esportatrice (linea blu). Inoltre si può notare che:

- Se la zona esportatrice aumenta la produzione, aumenta il suo prezzo di mercato e conseguentemente aumenta il surplus dei produttori a scapito della riduzione del surplus dei consumatori.
- Viceversa, la zona importatrice vedrà una diminuzione del suo prezzo di mercato, con conseguente aumento del surplus dei consumatori e diminuzione del surplus dei produttori.
- L'introduzione dell'interconnessione determina delle rendite da congestione la cui area è data dal prodotto della capacità di interconnessione del differenziale di prezzo tra le due zone.

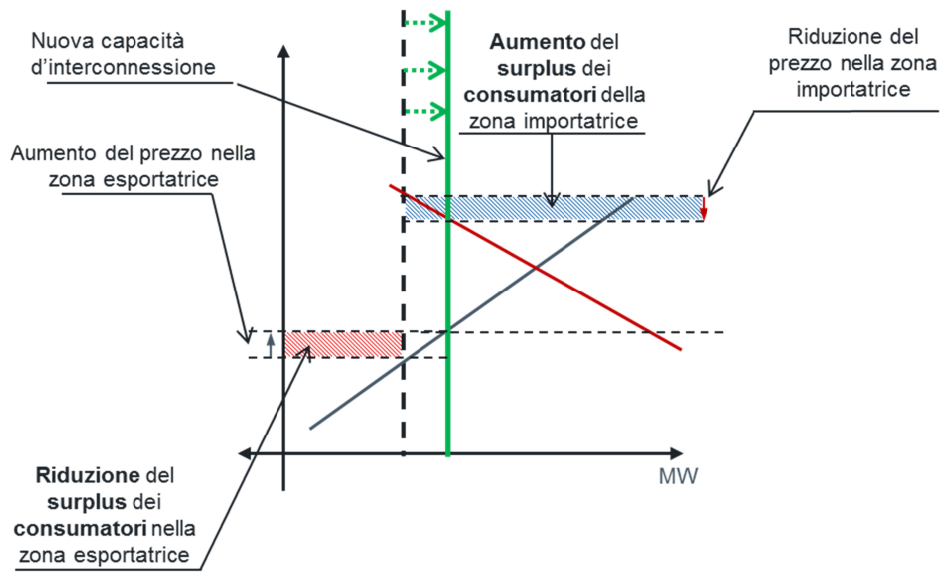


Figura 19: Variazione del surplus dei consumatori

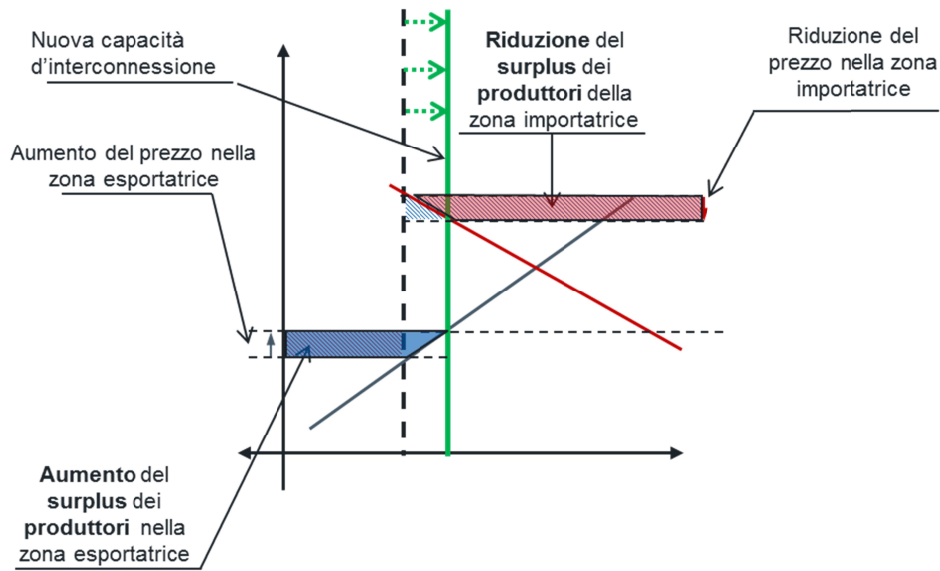


Figura 20: Variazione del surplus dei produttori

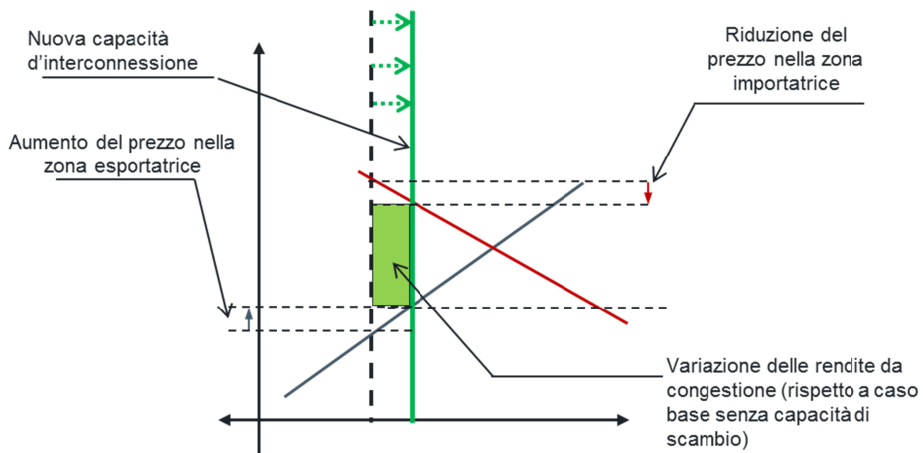


Figura 21: Variazione delle rendite da congestione

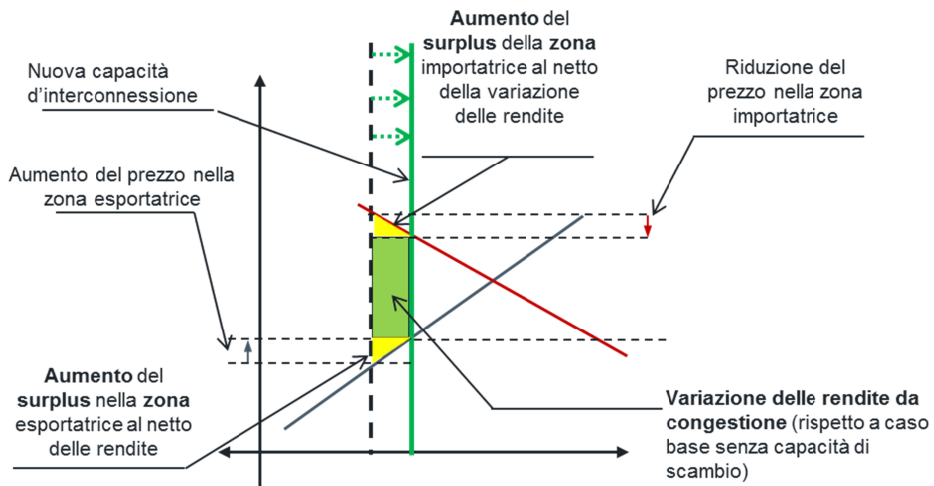


Figura 22: Variazione del surplus

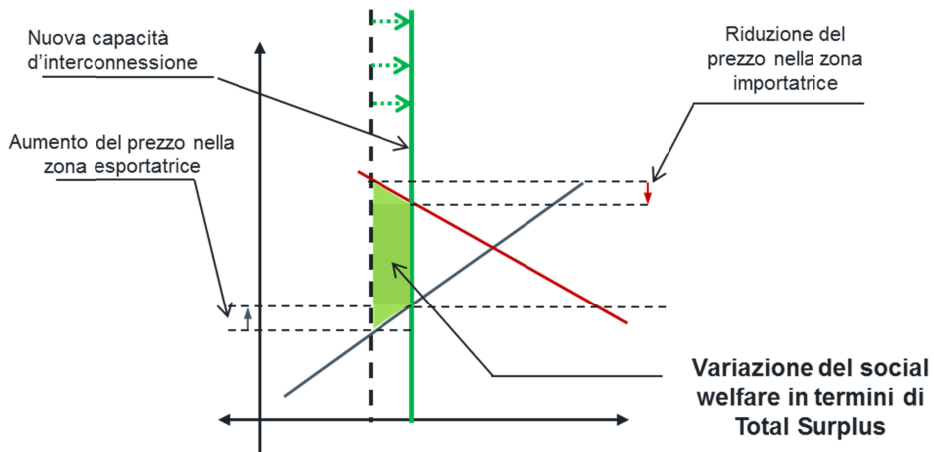


Figura 23: Variazione del social welfare (total surplus)

Di seguito, invece, si dimostra graficamente che se le curve di offerta corrispondono alle curve di costo e la domanda è rigida, allora la variazione del total surplus è uguale alla variazione dei costi.

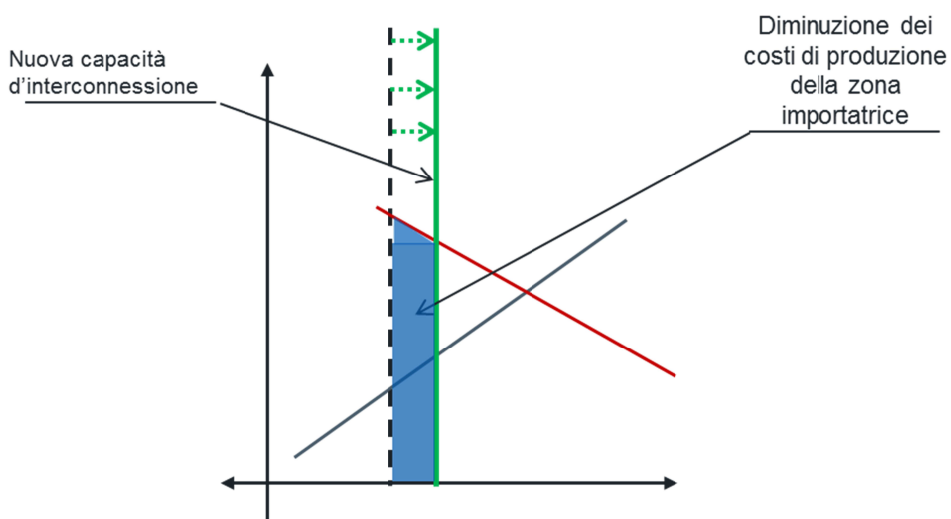


Figura 24: Diminuzione dei costi di produzione della zona importatrice

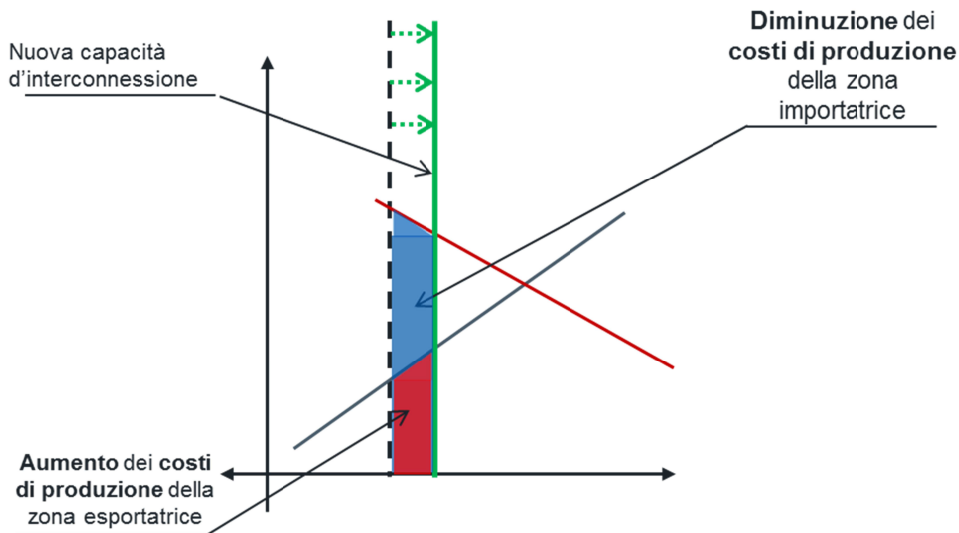


Figura 25: Aumento dei costi di produzione della zona esportatrice

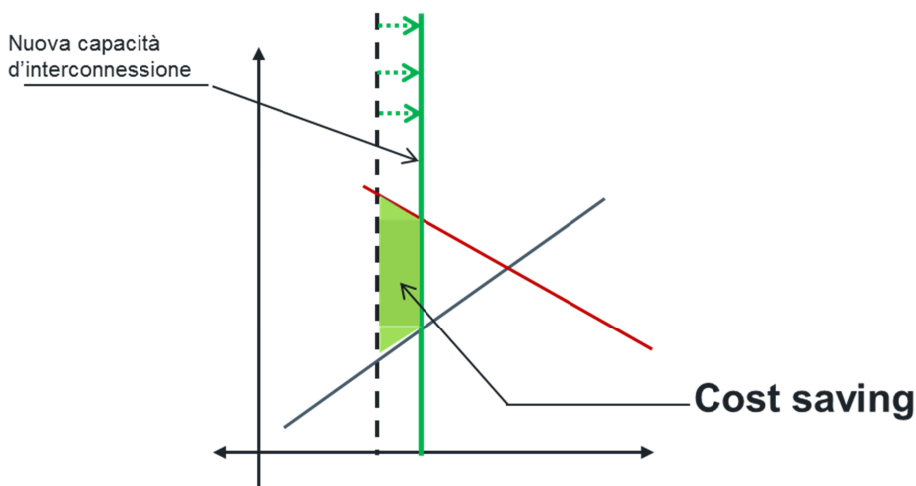


Figura 26: Calcolo del social welfare con il cost Saving

7.1.3 Considerazioni sulle variazioni delle componenti del surplus incrementando la capacità di scambio

Si riportano di seguito alcuni grafici che evidenziano, in funzione dell'incremento della capacità di interconnessione, come variano le componenti del surplus. In particolare si evidenzia che:

- Aumentando la capacità di scambio tra due zone la variazione del social welfare è sempre maggiore o uguale di zero.
- Aumentando la capacità di scambio tra due zone le congestion rents possono aumentare o diminuire, a seconda della capacità pre-esistente.
- Oltre un certo limite di incremento della capacità di scambio, non si hanno più incrementi di beneficio per il sistema (ossia la variazione di congestion rent si annullano e il welfare è costante).
- L'impatto di un aumento della capacità di scambio sulle singole componenti del surplus è molto più importante che sul surplus totale.
- Il trasferimento di surplus da produttori a consumatori può essere un criterio per la valutazione dei benefici, tenendo in mente, però, che il beneficio può essere negativo (mentre il beneficio sul welfare è sempre maggiore o uguale di zero).

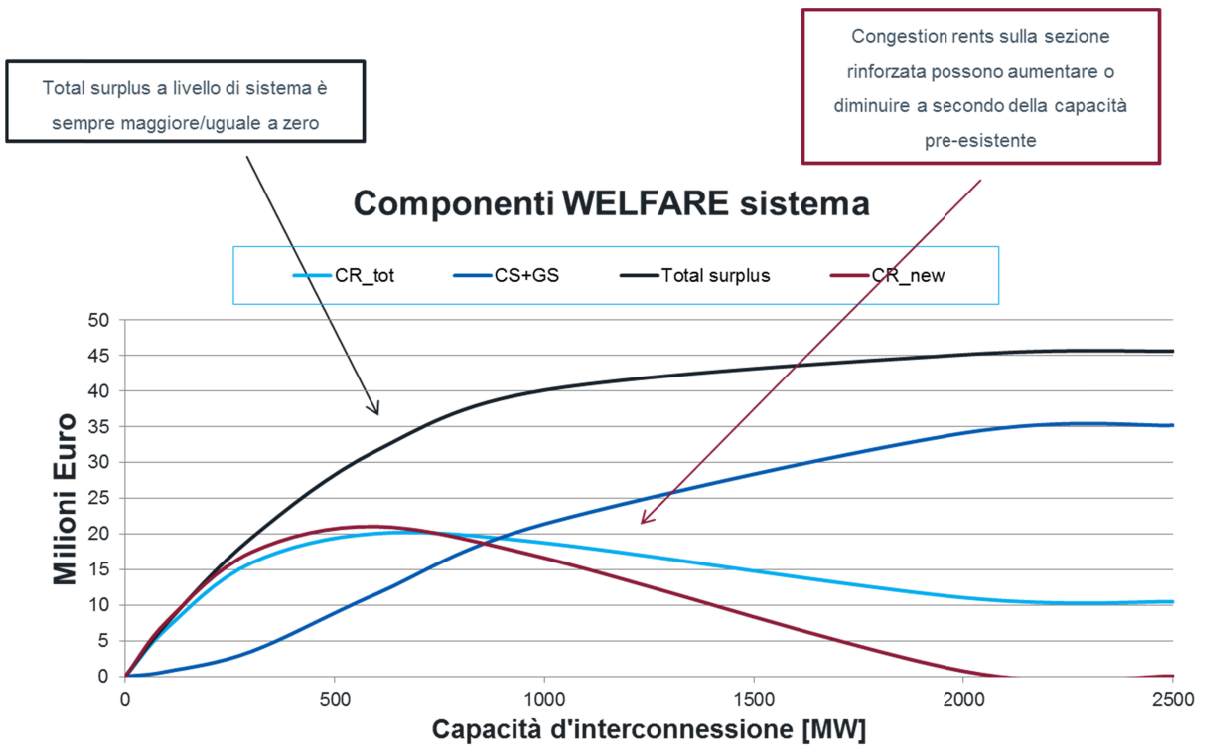


Figura 27: Variazione delle componenti del surplus incrementando la capacità di scambio

Impatto sulle singole componenti del surplus molto più consistente che sul total surplus.
 Il trasferimento di surplus da produttori (GS) a consumatori (CS) può essere un criterio aggiuntivo per la valutazione dei benefici e conseguente giustificazione di investimenti

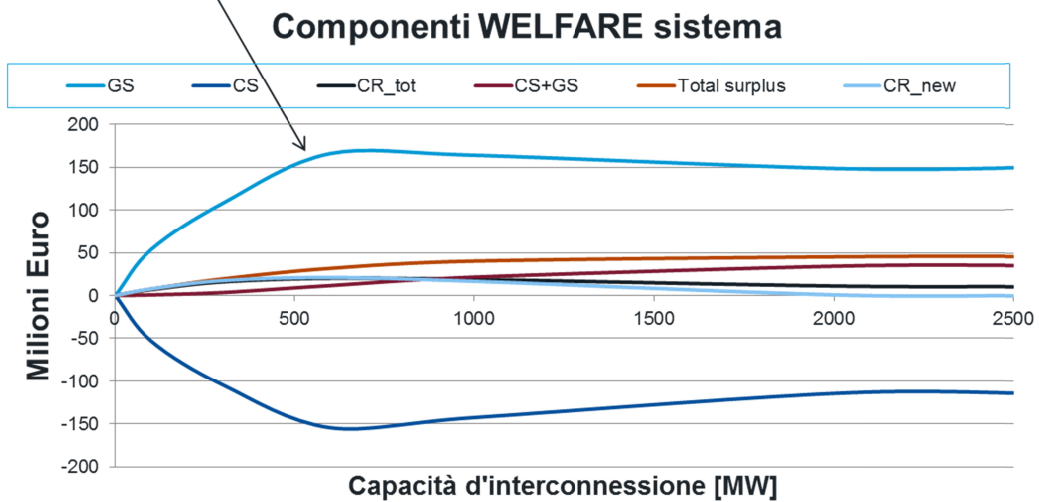


Figura 28: Comparazione del total surplus con le sue componenti