

# Piano di Sviluppo **2012**



Il presente Piano di Sviluppo edizione 2012 (di seguito PdS 2012) è stato predisposto ai sensi dei D.M. del 20 aprile 2005 (Concessione, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010) e del D.lgs. n. 93/2011 che prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno, il Gestore di rete sottoponga per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico il documento contenente le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Il PdS 2012 della Rete di Trasmissione Nazionale si compone di due sezioni:

- Piano di Sviluppo 2012 – **Sezione I** in cui è descritto il quadro di riferimento, gli scenari previsionali e le nuove esigenze di sviluppo che si sono evidenziate nel corso del 2011 ed una apposita sezione, ai sensi del Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, relativa allo sviluppo della RTN per il pieno utilizzo della energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile;
- Stato avanzamento piani precedenti – **Sezione II** in cui è illustrato lo stato di avanzamento delle opere previste nei precedenti Piani di Sviluppo e che comprende gli interventi proposti nel PdS 2011 e già sottoposti al procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (D.lgs. 152/2006).

Riguardo la valutazione ambientale strategica (VAS) del Piano, si segnala che il PdS 2012 presenta due novità, rispetto all'edizione del 2011: la caratterizzazione ambientale delle nuove esigenze (in Sezione I), nonché le analisi ambientali relative agli interventi presenti nei Piani precedenti (in Sezione II), con particolare riferimento a quelli in concertazione per i quali è riportato lo stato di avanzamento delle attività. In tal modo si intende implementare l'integrazione delle considerazioni ambientali nel processo e nel documento di pianificazione, secondo le finalità della Direttiva 2001/42/CE, istitutiva della procedura di VAS. Tale novità, si coordina con la nuova impostazione del Rapporto Ambientale 2012 che, rispetto alle precedenti edizioni, tende a supportare la dimensione di Piano, propria della VAS, anziché concentrarsi sulla valutazione dei singoli interventi.

Nel 2011 il settore elettrico italiano è stato caratterizzato soprattutto da un rapido e imponente sviluppo della produzione elettrica da fonte rinnovabile, in particolare di quella fotovoltaica, supportato dai dispositivi di incentivazione previsti dal Conto Energia per il raggiungimento degli obiettivi 20/20/20 del pacchetto clima-energia di cui alla direttiva 2009/28/CE. Nel corso del 2011 la capacità installata di nuovi impianti fotovoltaici è cresciuta molto rapidamente ed alla fine dell'anno ha raggiunto il valore record di oltre 12 GW, che avvicina l'Italia ad altri Paesi Europei come Germania e Spagna.

Tale fenomeno, tuttavia, ha reso necessario porre rapidamente l'attenzione su nuove 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 e gli impianti di accumulo rivestono un ruolo fondamentale per garantire l'equilibrio istantaneo di immissioni e prelievi.

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

Si 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 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 delle ulteriori risorse di regolazione indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente. Tali esigenze sono state pertanto tempestivamente rappresentate da Terna nel corso del 2011 alle Autorità competenti.

I fenomeni sopra descritti si inseriscono peraltro in un quadro macroeconomico caratterizzato dal protrarsi della crisi economica e finanziaria che negli ultimi tre anni ha alterato profondamente gli equilibri dei mercati mondiali e modificato i parametri di crescita di molti Paesi; il settore elettrico nazionale – cartina tornasole di ogni sistema economico – ha confermato crisi e incertezze delle tendenze dell'economia italiana. Per far fronte ad un simile scenario risulta indispensabile rispondere prontamente, anche

attraverso lo sviluppo delle infrastrutture necessarie a supportare la crescita e valorizzare a pieno le risorse di cui il Paese dispone.

Per quanto riguarda l'evoluzione del quadro normativo di settore nel corso del 2011, si segnalano in particolare le disposizioni in tema di accumulo di energia elettrica introdotte dal D.lgs. n. 28/2011 (che prevede tra l'altro la possibilità di includere nel Piano di Sviluppo della RTN sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile) e dal D.lgs. n. 93/2011 (che specifica che Terna e i gestori di distribuzione possono realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso mediante batterie in attuazione dei rispettivi Piani di sviluppo, mentre lo sviluppo e la gestione di nuovi impianti di accumulo zonale mediante pompaggio per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili siano assegnati mediante apposite procedure concorrenziali) nonché i nuovi criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della capacità produttiva (c.d. *capacity payment*) previsti dalla Deliberazione ARG/elt 98/11 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In attuazione dell'art. 32 della Legge n. 99/2009 del 23 luglio 2009 e della successiva Legge n. 41/2010 del 22 marzo 2010, Terna ha proseguito nel 2011 le attività, in collaborazione con gli altri gestori di rete confinanti, per la definizione dei nuovi corridoi e la fattibilità dei progetti di interesse comune nella formula di interconnector e delle necessarie opere di decongestionamento interno della Rete di Trasmissione Nazionale.

Il 2011 ha segnato un punto di discontinuità nel mondo dell'energia anche per le conseguenze dell'incidente alla centrale nucleare giapponese di Fukushima, che ha influenzato in modo rapido e deciso le politiche energetiche di *nuclear phase out* di diversi Paesi Europei, tra i quali la Germania (che ha già provveduto allo *shut down* di oltre 8 GW e prevede la dismissione del restante parco produttivo entro il 2022) e la Svizzera (che sta delineando un programma di dismissione che si concluderà nel 2034). Gli studi effettuati e quelli in corso in ambito europeo con riferimento a tali scenari prefigurano impatti rilevanti sulla composizione del mix produttivo europeo e sull'adeguatezza dei sistemi elettrici europei e, anche per il forte sviluppo della nuova capacità produttiva da fonte rinnovabile non programmabile, lasciano prevedere un diverso utilizzo delle linee di interconnessione caratterizzato da una più accentuata variabilità e bidirezionalità degli scambi in relazione alle mutate esigenze di sicurezza, alla disponibilità di offerta e alle condizioni di mercato.

In ambito Europeo, con l'entrata in vigore nel 2011 del "Terzo Pacchetto Energia" in cui sono stati ufficialmente riconosciuti l'agenzia ACER e l'organizzazione ENTSO-E con i rispettivi ruoli formali di regolazione e coordinamento a livello europeo, il 2012 vedrà la pubblicazione del Piano di Sviluppo Decennale della Rete elettrica Europea (TYNDP 2012), corredato dei *Regional Investment Plans* e del documento sull'adeguatezza della rete elettrica europea, nonché dell'edizione "pilota" del Codice di Rete Europeo, in base a quanto previsto nel Regolamento Comunitario. Terna ha continuato pertanto a svolgere con sempre maggiore impegno le attività all'interno dei vari gruppi di lavoro e gruppi regionali di ENTSO-E, mettendo a disposizione risorse qualificate e *know-how* e consolidando in tal modo il suo ruolo di TSO di riferimento verso gli altri operatori negli specifici ambiti di attività.

Con lo stesso spirito di cooperazione multilaterale profuso in ENTSO-E, Terna, assieme all'azienda elettrica nazionale algerina (Sonelgaz) e quella tunisina (STEG), ha promosso con successo la nascita di METSO, l'Associazione degli operatori di rete del Mediterraneo.

Infine, se lo sviluppo delle infrastrutture è una leva strategica per il superamento della crisi ed il conseguente rilancio economico – sociale, relativamente allo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, il 2011 si contraddistingue per le seguenti principali evidenze:

- la piena operatività in esercizio continuativo del nuovo collegamento 500 kV in corrente continua Sardegna – Continente (SAPEI) in configurazione completa bipolare, che ha determinato importanti benefici in termini di incremento della sicurezza ed efficienza, confermando i positivi effetti già registrati anche in termini di incremento della competitività nel mercato elettrico;
- la realizzazione di impianti di strategica utilità quali il nuovo elettrodotto d.t. 380 kV tra le stazioni 380 kV di Chignolo Po e Maleo nel Lodigiano; l'installazione del PST nella stazione 220 kV Camporosso per la regolazione dei flussi sulla frontiera francese, i nuovi elettrodotti in cavo a 220 kV Gadio-Porta Volta (a Milano), Grugliasco-Gerbido-Salvemini e Sangone-Salvemini (a Torino) e Fratta-Secondigliano (a Napoli); il completamento dell'elettrodotto 380 kV S. Barbara-Tavarnuzze-Casellina; il completamento di alcune delle opere della razionalizzazione della rete in Alta Valtellina (fase A2), in Valcamonica e in provincia di Lucca nonché importanti stazioni a 380 kV e 150 kV e potenziamenti di

estese porzioni di rete 150 kV funzionali alla raccolta e all'utilizzo della produzione da fonte rinnovabile nel Sud, unitamente ad altri numerosi interventi minori;

- il conseguimento delle autorizzazioni dei collegamenti HVDC di interconnessione con la Francia (Piossasco-Grand'Île, che sfrutta il traforo autostradale del Frejus) e in cavo sottomarino con il Montenegro (Villanova-Kotor), del riassetto della rete tra Venezia e Padova comprendente gli elettrodotti a 380 kV Camin-Dolo-Fusina, del potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV Foggia-Benevento, dei dispositivi PST di regolazione dei flussi nelle stazioni di Foggia e Villanova, dei collegamenti a 380 kV tra Priolo e Melilli, di importanti opere relative a nuove stazioni 380/150 kV ed ampliamento di stazioni esistenti di raccolta e linee a 150 kV (molte delle quali commissariate) 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 gli elettrodotti a 380 kV Trino-Lacchiarella e Sorgente-Rizziconi per i quali le autorizzazioni sono state ottenute l'anno passato e nel corso del 2011 sono proseguiti i lavori di realizzazione;
- l'avanzamento significativo registrato nei procedimenti di autorizzazione di opere di rilevanza strategica per il Paese quali il raddoppio della dorsale 380 kV medio Adriatica, la trasversale a 380 kV in Calabria centrale, la razionalizzazione della rete primaria nel nord della Calabria, l'elettrodotto a 380 kV Paternò – Priolo in Sicilia;
- l'avvio degli iter autorizzativi delle opere principali per gli interventi di Razionalizzazione della rete (nell'area metropolitana di Brescia, nell'area metropolitana di Milano, in Vallesabbia, nella Media Valle del Piave, nell'area a nord di Bologna e della Penisola Sorrentina), per l'elettrodotto a 380 kV Deliceto-Bisaccia al Sud, per la dorsale a 380 kV Chiaramonte Gulfi-Ciminna destinata a realizzare l'anello a 380 kV della rete siciliana, per ulteriori interventi sulla rete ad alta tensione al Sud funzionali a realizzare la raccolta ed il convogliamento verso la rete primaria in altissima tensione della produzione da fonte rinnovabile.



Premessa	3	3.3 I <i>drivers</i> dello sviluppo della rete Europea	85
1 Quadro normativo di riferimento	13	3.4 Piano di Sviluppo Decennale della Rete Elettrica Europea (TYNDP) 2012	86
1.1 Riferimenti normativi di base	13	3.4.1 Continental Central South Region	88
1.2 Provvedimenti emanati nel corso del 2011	17	3.4.2 Continental South East Region	89
1.3 Quadro Normativo di Riferimento per i sistemi di accumulo	23	3.4.3 Network Code	90
1.4 Provvedimenti in corso di predisposizione	24	3.5 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (METS0)	90
1.5 Il processo di pianificazione integrata	26	4 Nuovi interventi di sviluppo	93
1.6 Modifiche dell'ambito della RTN	27	4.1 Premessa	93
1.6.1 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti	28	4.2 Programmazione temporale delle attività di sviluppo	93
1.6.2 Proposte di dismissione di elementi di rete dall'ambito della RTN	28	4.3 Classificazione degli interventi di sviluppo	93
1.6.3 Ulteriori proposte preliminari di acquisizione nella RTN di elementi di rete di proprietà RFI	29	4.4 Interventi per la riduzione delle congestioni	94
2 Il processo di pianificazione della rete elettrica	31	4.5 Interventi per lo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso	94
2.1 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	31	4.6 Interventi per la qualità, continuità e sicurezza del servizio	94
2.1.1 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	32	4.7 Piano di rifasamento e soluzioni innovative per la sicurezza e la qualità del servizio	95
2.2 Attuali criticità di esercizio della rete	33	4.8 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio	98
2.2.1 Sicurezza di esercizio della rete	34	4.9 Studi in corso per interventi di interconnessione con l'estero	101
2.2.2 Continuità di alimentazione della rete	35	5 Nuove infrastrutture di rete per la produzione da FRNP103	
2.2.3 Qualità della tensione sulla rete	36	5.1 Premessa	103
2.2.4 Impatto sul sistema elettrico nazionale della produzione da fonte rinnovabile non programmabile	38	5.2 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT	103
2.3 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica	44	5.3 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso	106
2.3.1 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export	44	5.4 Progetti pilota di sistemi di accumulo innovativi - progetto "Storage Lab"	108
2.3.2 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima	45	5.5 Analisi esigenze capacità di regolazione da impianti di pompaggio	108
2.3.3 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico	49	5.6 Ulteriori soluzioni allo studio	109
2.3.4 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)	50	6 Risultati attesi	111
2.4 Scenari di riferimento	52	6.1 Incremento della capacità di importazione dall'estero	111
2.4.1 Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo	53	6.2 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati	111
2.4.2 Scenari energetici alternativi di medio/lungo termine	62	6.3 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili	114
2.5 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN	63	6.4 Effetti sulla riduzione delle congestioni dei sistemi di accumulo diffuso	115
2.5.1 Copertura del fabbisogno nazionale	63	6.5 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni	115
2.5.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione	65	6.6 Riduzione delle perdite di trasmissione	115
2.5.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	68	6.7 Riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub>	115
2.5.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio	70	6.8 Scambi energetici nel medio/lungo periodo	116
2.5.5 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP	71		
2.5.6 Smart Grid	73		
2.5.7 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo	74		
3 Pianificazione coordinata fra Gestori di Rete	83		
3.1 Regolamentazione Europea ed ENTSO-E	83		
3.2 L'impegno di Terna in ENTSO-E	84		

6.9 Incremento della consistenza della RTN	117	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	145
7 Dettaglio nuovi interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (EDIZIONE 2012)	119	Stato della rete	148
Area Nord – Ovest	121	Nuove esigenze di sviluppo rete	149
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	121	Nuove esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso	150
Stato della rete	123	Disegni	152
Nuove esigenze di sviluppo rete	124	Area Sicilia	159
Area Nord	125	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	159
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	125	Stato della rete	160
Stato della rete	126	Nuove esigenze di sviluppo rete	161
Nuove esigenze di sviluppo rete	127	Nuove esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso	162
Area Nord – Est	129	Disegni	163
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	129	Area Sardegna	165
Stato della rete	131	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	165
Nuove esigenze di sviluppo rete	132	Stato della rete	166
Area Centro – Nord	133	Nuove esigenze di sviluppo rete	167
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	133	8 Catterizzazione ambientale nuovi interventi PdS 2012	169
Stato della rete	135	8.1 Area Nord - Ovest	171
Nuove esigenze di sviluppo rete	136	8.2 Area Nord	175
Area Centro	137	8.3 Area Nord-Est	181
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	137	8.4 Area Centro-Nord	197
Stato della rete	140	8.5 Area Centro	213
Nuove esigenze di sviluppo rete	141	8.6 Area Sud	233
Nuove esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso	142	8.7 Area Sicilia	285
Disegni	143	8.8 Area Sardegna	303
Area Sud	145		

## INDICE

## Sezione 2

1 Introduzione	313	4.2 Area Nord	361
2 Principali attività svolte nel 2011	315	Interventi previsti	361
2.1 Opere di sviluppo ultimate nel 2011	315	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	369
2.2 Opere di sviluppo in realizzazione	319	Disegni	373
2.3 Opere di sviluppo in autorizzazione	324	4.3 Area Nord Est	383
2.4 Principali interventi di sviluppo in concertazione	328	Interventi previsti	383
2.5 Studi completati nel corso del 2011	330	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	392
2.6 Variazioni nell'ambito della RTN	331	Disegni	394
3 Classificazione degli interventi di sviluppo	333	4.4 Area Centro Nord	401
3.1 Interconnessioni con l'estero	333	Interventi previsti	401
3.2 Riduzione delle congestioni	333	Interventi su impianti esistenti e autorizzati	410
3.3 Interventi per lo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso	334	Disegni	412
3.4 Sviluppo rete aree metropolitane	334	4.5 Area Centro	423
3.5 Interventi per la qualità, continuità e la sicurezza del servizio	335	Interventi previsti	423
4 Dettaglio sullo stato di avanzamento delle opere appartenenti ai piani precedenti	339	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	432
4.1 Area Nord Ovest	341	Disegni	434
Interventi previsti	341	4.6 Area Sud	443
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	348	Interventi previsti	443
Disegni	350	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	452
		Interventi di sviluppo di sistemi di accumulo diffusi	455
		Disegni	457
		4.7 Area Sicilia	471
		Interventi previsti	471
		Interventi su impianti esistenti o autorizzati	477
		Disegni	478
		4.8 Area Sardegna	489

Interventi previsti	489
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	493
Disegni	494
5 Analisi ambientali opere appartenenti ai piani precedenti	499
5.1 Area Nord - Ovest	501
5.2 Area Nord	553
5.3 Area Nord – Est	603
5.4 Area Centro– Nord	645
5.5 Area Centro	675
5.6 Area Sud	725
5.7 Area Sicilia	807
5.8 Area Sardegna	881



# **Sezione 1**

*Piano di Sviluppo 2012*



## 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".

#### 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 utenti<sup>1</sup> (di seguito "Comitato"), un organo tecnico istituito ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, comprendente i rappresentanti delle principali categorie di utenti della Rete, con il compito di aggiornare le 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 sui criteri generali per lo sviluppo della rete, lo sviluppo e la gestione delle interconnessioni, la difesa della sicurezza della rete.

#### Legge n. 239/04 di riordino del settore energetico

Con riferimento alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica, la legge stabilisce che, trattandosi di attività di preminente interesse statale, sono soggette a un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e previa intesa con la Regione o le Regioni interessate, "la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle

<sup>1</sup> Composto da sette membri con carica triennale.

norme vigenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tali infrastrutture in conformità al progetto approvato”.

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

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

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

Nell'ambito del procedimento unico di autorizzazione dei progetti delle opere della rete di trasmissione nazionale:

- il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare provvede alla valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 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;
- le regioni provvedono alla verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 100 kV, fino a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km, fino a 10 km, nonché alla valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore 100 kV, fino a 150 kV, con tracciato di lunghezza superiore a 10 km, fino a 15 km, e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato.

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **Legge n. 99/09 in materia di sviluppo**

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

- a) l’assoggettamento a Denuncia di inizio attività (DIA) per:

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

Tali interventi sono realizzabili a condizione che non siano in contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti e rispettino le norme in materia di elettromagnetismo e di progettazione, costruzione ed esercizio di linee elettriche nonché le norme tecniche per le costruzioni.

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

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

**Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 dicembre 2010 (GU n. 305 del 31-12-2010): attuazione dell'articolo 30, comma 27, della legge 23 luglio 2009, n. 99, in materia di rapporti intercorrenti fra i gestori delle reti elettriche, le**

**società di distribuzione in concessione, i proprietari di reti private ed i clienti finali collegati a tali reti.**

I punti fondamentali chiariti da tale legge sono:

- Obbligo di libero accesso alle reti private: il gestore della rete privata, inclusa la rete interna di utenza, è tenuto a garantire "il diritto di un soggetto connesso ad una rete privata di accedere, su richiesta, alla rete pubblica, a garanzia della libertà di scelta del proprio fornitore di energia elettrica".
- Obbligo di messa a disposizione delle infrastrutture per l'esecuzione di attività legate al servizio di pubblica utilità: "Considerato che possono presentarsi alcune situazioni particolari nelle quali reti elettriche private esistenti, aventi particolari caratteristiche tecniche, di ubicazione o di estensione territoriale, potrebbero consentire di evitare duplicazioni di infrastrutture e, di conseguenza, ridurre i costi per la connessione alla rete pubblica di nuovi soggetti o di soggetti già connessi a reti elettriche private che intendono esercitare il loro diritto di accesso al sistema elettrico", l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas definisce:
  - "i criteri e le condizioni in base ai quali un gestore di rete titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell'energia elettrica può disporre delle infrastrutture di un gestore di rete sottoposto all'obbligo di libero accesso al sistema elettrico, per l'esecuzione di attività legate all'erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione, ivi inclusa l'erogazione del servizio di connessione".;
  - "i rapporti, ivi incluse le condizioni economiche, tra un gestore di rete sottoposto all'obbligo di libero accesso al sistema e il gestore titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione 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 ed è in conformità allo schema predisposto in sede europea, 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 (di seguito FER), disegna le

principali linee d'azione per il perseguimento degli obiettivi strategici.

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

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

Recependo le indicazioni pervenute dal PAN e dalle recenti norme in materia, il presente Piano di Sviluppo riporta una sezione apposita che raggruppa in sintesi gli interventi in infrastrutture di rete finalizzati alla raccolta della produzione da fonte rinnovabile.

Il monitoraggio complessivo statistico, tecnico, economico, ambientale e delle ricadute industriali connesse allo sviluppo del Piano di azione verrà 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, che implementerà e gestirà un apposito Sistema Italiano di Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI).

#### **Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 – G.U. n. 219 del 18 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. Entro il medesimo termine le Regioni dovranno recepirle. Nelle more, si applicheranno comunque le linee guida nazionali.

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.

#### **Unità essenziali per la sicurezza del sistema**

È rimasta sostanzialmente invariata la disciplina relativa alle unità essenziali per la sicurezza del sistema prevista dalla delibera n.111/06. Al riguardo si distinguono:

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

La regolazione vigente prevede che entro il 31 ottobre di ciascun anno Terna pubblichi l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. 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.

#### **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. Così come stabilito nel regolamento i Gestori di rete sono inoltre tenuti a instaurare nell’ambito dell’ ENTSO-E una cooperazione regionale per contribuire alle suddette attività e per adottare ogni due anni un piano regionale degli investimenti.

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

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

**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.

## **1.2 Provvedimenti emanati nel corso del 2011**

**Decreto 11 novembre 2011 del Ministero dello sviluppo economico sulle modalità e le condizioni dell’importazione di energia elettrica per l’anno 2012 a mezzo della rete di trasmissione nazionale (G.U. n. 272 del 22 novembre 2011)**

Il decreto determina le modalità e le condizioni dell’importazione di energia elettrica per l’anno 2012 a mezzo della rete di trasmissione nazionale.

**Delibera ARG/elt 162/11: Disposizioni per l’anno 2011 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l’estero.**

Con tale provvedimento l’Autorità, anche sulla base di quanto previsto dal decreto 11 novembre 2011, ha:

- approvato le 'Rules for capacity allocation by explicit auction within Central West Europe Region, Central South Europe Region and Switzerland' (Access Rules) elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti ai lavori delle Iniziative Regionali per il Centro-Sud e il Centro Ovest Europa e della Svizzera. Le nuove regole per l’accesso alle reti di interconnessione sono, per la prima volta, sostanzialmente uguali su tutte le interconnessioni delle regioni Centro Sud e Centro Ovest e della Svizzera.
- approvato le disposizioni in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete italiana di interconnessione con l’estero
- confermato che i proventi delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto, spettanti a Terna, siano utilizzati a riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale attraverso la riduzione del corrispettivo per l’approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento.

**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. Gazzetta Ufficiale del 28 giugno 2011, n.148)**

Il decreto attua recenti direttive comunitarie disposte per il mercato dell'energia e, tra l'altro, definisce le seguenti disposizioni di interesse:

- 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" precisando che "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".
- Entro 90 giorni dalla data di approvazione del Piano di sviluppo 2011 della rete di trasmissione con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, "sono definite le modalità per lo svolgimento delle procedure anche per quanto concerne l'individuazione del soggetto responsabile dell'organizzazione, della sorveglianza e del controllo delle procedure medesime, e le modalità per l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta" secondo criteri che assicurino "l'effettiva realizzazione degli impianti in tempi definiti, l'efficienza nei costi e l'esclusivo utilizzo di detti impianti per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili".
- "Il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie".
- l'Autorità, entro il 29 dicembre 2011, determina "idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale da conseguire nei successivi 36 mesi".
- l'Autorità, con deliberazione ARG/com 153/11, ha avviato la procedura di certificazione di Terna rispetto alle prescrizioni di separazione

fissate dalla direttiva 2009/72/CE, all'art. 9 e richiamate dal decreto legislativo di recepimento: "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;...". Entro il 3 marzo 2012 l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas è tenuta ad adottare una decisione di certificazione.

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

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

- "Terna Spa 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”.

**Decreto legislativo 03 marzo 2011, n.28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (Gazzetta Ufficiale del 28 marzo 2011, n.71)**

Il decreto prevede: Autorizzazione di opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nei preventivi di connessione dei gestori di rete:

- La costruzione e l'esercizio di tali opere sono autorizzati dalla Regione competente su istanza del gestore di rete, nella quale sono indicati anche i tempi previsti per l'entrata in esercizio delle medesime opere.
- L'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate,
- Le Regioni possono delegare alle Province il rilascio delle autorizzazioni qualora le suddette opere nonche' gli impianti ai quali le medesime opere sono funzionali, ricadano interamente all'interno del territorio provinciale.
- Le Regioni e le Province delegate assicurano che i procedimenti di cui sopra siano coordinati con i procedimenti di autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili, comunque denominati, allo scopo di garantire il

raggiungimento degli obiettivi regionali definiti con il decreto sul burden sharing.

Il procedimento regionale si applica anche alla costruzione di opere e infrastrutture della rete di distribuzione, funzionali al miglior dispacciamento dell'energia prodotta da impianti già in esercizio. - Sezioni del Piano di Sviluppo:

- Terna individua in una apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nei preventivi di connessione, tenendo conto dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti in corso.
- In una apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale Terna individua 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.
- Le suddette sezioni del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale possono includere sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Il decreto prevede inoltre che le imprese distributrici di energia elettrica, rendano pubblico con periodicità annuale il piano di sviluppo della loro rete da predisporre in coordinamento con Terna S.p.A. e in coerenza con i contenuti del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (Art. 18).

**Decreto Legge 13 maggio 2011, n.70, convertito con modifiche dalla legge 12 luglio 2011, n.106 (Gazzetta Ufficiale del 12 luglio 2011, n.160).**

Il decreto legge 70/11, come modificato dalla legge di conversione 106/11, prevede che le società elettriche che hanno stipulato accordi con il Ministero Beni Culturali siano esonerate dall'obbligo di eseguire le verifiche archeologiche, salvo i casi in cui sia giudicato necessario e le verifiche si svolgerebbero, comunque, in fase realizzativa.

In data 28 aprile 2011 Terna ha sottoscritto un accordo con il Ministero dei Beni Culturali che prevede le modalità applicative delle verifiche archeologiche.

**Decreto Legislativo 11 aprile 2011, n.61 “Attuazione della Direttiva 2008/114/CE recante l'individuazione e la designazione delle**

**infrastrutture critiche europee e la valutazione della necessità di migliorarne la protezione”, (Gazzetta Ufficiale del 4 maggio 2011, n.102).**

Il D.lgs. 11 aprile 2011, n. 61 disciplina l'individuazione, in attuazione della Direttiva 2008/114/CE delle Infrastrutture Critiche Europee (ICE), ossia di quelle infrastrutture, comprese quelle elettriche, il cui danneggiamento o la cui distruzione avrebbe un significativo impatto su almeno due Stati membri dell'Unione europea. Le ICE saranno designate con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, al termine di una procedura di valutazione e condivisione con gli altri Stati Membri.

Per ciascuna infrastruttura individuata come ICE dovrà essere redatto dal titolare dell'infrastruttura un Piano di Sicurezza nel rispetto dei criteri stabiliti dall'Unione europea e dovrà essere designato un funzionario di collegamento che svolga il ruolo di punto di contatto con le amministrazioni interessate, tra cui Ministero dell'Interno, Protezione Civile, Ministero dello Sviluppo Economico, Prefetto, Nucleo Interministeriale presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri.

**Deliberazione ARG/elt 98/11: Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n.379.**

Con il provvedimento l'Autorità persegue le finalità di assicurare l'adeguatezza della capacità produttiva, ossia di una disponibilità attesa di capacità di generazione di energia elettrica tale da soddisfare strutturalmente i consumi attesi di energia elettrica più i margini di riserva di potenza necessari a rispettare prefissati livelli di sicurezza e di qualità del servizio.

Ulteriore finalità di tale delibera è la promozione di uno sviluppo coordinato della capacità produttiva del parco elettrico nazionale e della capacità di trasmissione della rete rilevante e infine introdurre un nuovo segmento di mercato riformando l'attuale architettura del mercato elettrico.

L'Autorità persegue le finalità su elencate nel rispetto dei seguenti principi:

- configurare modalità di approvvigionamento della disponibilità di capacità produttiva concorrenziali, trasparenti, non discriminatorie, non distorsive per il mercato e orientate a minimizzare gli oneri per i consumatori;
- commisurare l'approvvigionamento e la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva agli obiettivi di adeguatezza fissati da Terna;

- subordinare l'approvvigionamento e la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva al rilascio a Terna di idonee garanzie da parte dei soggetti beneficiari. Terna definisce e pubblica l'obiettivo di adeguatezza della capacità produttiva a livello nazionale e locale per ciascuno dei 10 anni successivi, almeno 60 giorni prima dell'esecuzione delle procedure concorsuali.

Tali obiettivi sono espressi attraverso curve di domanda di capacità, costruite mediante apposite simulazioni da trasmettere all'Autorità, e sono perseguiti tramite la stipula di contratti standard di approvvigionamento di capacità con controparti selezionate tramite procedure concorsuali.

Terna predispone uno o più contratti standard di approvvigionamento di capacità aventi a oggetto l'impegno a rendere disponibile a Terna capacità produttiva, e conformi ai seguenti requisiti minimi:

- a) l'orizzonte di pianificazione è pluriennale e non inferiore a quattro anni;
- b) il periodo di consegna è pluriennale e non inferiore a tre anni;
- c) il luogo di consegna è lo specifico nodo in cui è localizzata ciascuna unità.

Terna può derogare a quanto previsto al punto b), prevedendo un periodo di consegna annuale ma riconoscendo ai partecipanti la facoltà di trasformarlo in un periodo di consegna pluriennale, scelto tra un menù di periodi pluriennali non inferiori a tre anni predisposto da Terna, a fronte di una riduzione percentuale del premio proporzionale alla lunghezza del periodo prescelto.

**Decreto legge 31 marzo 2011, n.34, convertito con modificazioni dalla legge 26 maggio 2011, n.75 (Gazzetta Ufficiale 31 marzo 2011, n.74)**

Il d.l. 34/11, come modificato dalla legge 75/11, ha abrogato tutte le norme relative all'autorizzazione degli impianti di produzione di energia da fonte nucleare e delle opere ad essi connesse.

A seguito del referendum del 12 e 13 giugno 2011, sono state abrogate, con D.P.R. 18 luglio 2011, n. 114, anche le disposizioni che prevedevano l'adozione di una strategia energetica nazionale, entro il 28 maggio 2012, contenente "misure necessarie al fine di garantire la sicurezza nella produzione di energia, la diversificazione delle fonti energetiche e delle aree geografiche di approvvigionamento, il miglioramento della competitività del sistema energetico nazionale".

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

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

Dalla data d'emissione del primo Piano nel 2007 ad oggi sono state emanate alcune nuove disposizioni legislative, norme attuative e atti di indirizzo che si collocano sul percorso che porta al raggiungimento degli obiettivi prefissati. Tra i diversi provvedimenti, descritti nel piano, si segnalano in particolare:

- il D.Lgs. 115/2008 attuativo della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, che tra l'altro istituisce l'Unità Tecnica per l'Efficienza Energetica-UTEE nell'ambito della struttura di ENEA (Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico sostenibile), con il compito di svolgere attività di supporto tecnico-scientifico e consulenza per lo Stato, le Pubbliche Amministrazioni (Regioni ed Enti locali);
- il D.Lgs. 28/2011, in attuazione della direttiva 2009/28/CE, il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili, predisposto in base a quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE. Nel PAEE 2011 "vengono pertanto illustrati i risultati conseguiti al 2010 e aggiornate le misure di efficienza energetica da adottare per il conseguimento dell'obiettivo generale al 2016, che viene mantenuto pari al 9,6%".

Relativamente a Terna, il PAEE sottolinea la necessità di continuare nello sforzo di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale, in primo luogo "per superare i "colli di bottiglia" tuttora presenti nella rete italiana, che limitano lo sfruttamento dell'energia prodotta dagli impianti più economici e la creazione di un unico mercato dell'energia, visto anche la prospettiva di possibili nuovi impieghi del vettore elettrico in settori quali il riscaldamento/climatizzazione (diffusione delle pompe di calore) e il trasporto (auto elettrica), ove oggi l'uso dell'elettricità è marginale. Non meno necessari appaiono gli interventi di potenziamento della rete di trasmissione per connettere i parchi eolici che si stanno diffondendo nel Centro Sud e nelle Isole e per garantire la collocazione dell'energia generata senza creare congestioni. E' bene ricordare che la disponibilità di un'adeguata capacità di trasporto consente il funzionamento degli impianti termici ad alta efficienza, quali gli impianti di cogenerazione, anche in presenza dei picchi di produzione di energia eolica in occasione di particolari condizioni meteorologiche".

**Decreto 05 maggio 2011 Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari**

**fotovoltaici. (IV Conto Energia) (Gazzetta Ufficiale del 12 maggio 2011, n.109)**

In tale decreto, in cui sono fissati gli incentivi per gli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio dal 31 maggio 2011, sono stabiliti anche alcuni compiti che spettano a Terna.

Nei casi in cui il mancato rispetto, da parte del gestore di rete, dei tempi per il completamento della realizzazione della connessione e per l'attivazione della connessione, previsti dalla deliberazione dell'AEEG 99/08, comporti la perdita del diritto ad una determinata tariffa incentivante, si applicano le misure di indennizzo previste e disciplinate dall'AEEG con la delibera 181/10.

Per gli anni 2011 e 2012, i gestori di rete dovranno provvedere, entro 30 giorni dalla comunicazione di fine lavori da parte del titolare dell'impianto, alla verifica di rispondenza della perizia asseverata prodotta dal titolare, sotto un profilo strutturale ed elettrico ai sensi dell'Allegato 3-B del decreto.

Il decreto affida all'AEEG le modalità con cui sono remunerate ai gestori di rete le attività di certificazione di fine lavori e provvederà ad aggiornare i provvedimenti relativi all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, attività posta a carico dei gestori di rete.

**Delibera ARG/elt 149/11: Attuazione dell'articolo 20 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici**

Con delibera ARG/elt 149/11, l'Autorità ha definito il corrispettivo per la remunerazione delle attività di certificazione di fine lavori svolta dai gestori di rete nonché le modalità specifiche di regolazione di tale corrispettivo. A tal fine l'Autorità ha previsto che, a decorrere dal 1 dicembre 2011, tali corrispettivi debbano essere pagati dal soggetto che richiede la connessione all'atto dell'invio al gestore stesso della comunicazione di completamento della realizzazione dell'impianto di produzione. In caso di mancato pagamento, si sospendono i termini per l'attivazione della connessione e, nel caso di mancato pagamento, anche a valle del sollecito del gestore di rete, il gestore ne dà comunicazione al GSE che sospende l'erogazione dell'incentivo.

**Delibera ARG/elt 187/11: Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA) per la revisione degli strumenti al fine di superare il**

## **problema della saturazione virtuale delle reti elettriche**

Il provvedimento in oggetto costituisce l'esito di un percorso intrapreso con la deliberazione ARG/elt 73/11, finalizzato alla revisione degli strumenti, implementati nel Testo Integrato delle Connessioni Attive, volti al superamento del problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

Le principali novità introdotte dal provvedimento sono così sintetizzabili:

- Il versamento, per gli impianti di produzione da fonti rinnovabili e cogenerativi che dovranno essere connessi ad una linea critica o in un'area critica di un corrispettivo per la prenotazione della capacità da parte del richiedente, diverso dal cliente finale, eventualmente sotto forma di fideiussione bancaria, e di importo pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione, come definita dall'articolo 1, comma 1.1, lettera z), e 20,25 €/kW, da presentare all'atto di accettazione del preventivo. In alternativa al versamento del corrispettivo, è ammissibile anche la lettera di garanzia a prima richiesta della capogruppo (Parent Company Guarantee).
- Il corrispettivo per la prenotazione della capacità viene versato anche nel caso di richieste di connessione pendenti.
- vengono disciplinate nel dettaglio le ipotesi di richiesta di modifica di un preventivo già accettato nonché la relativa attribuzione di costi tra gestore di rete e soggetto richiedente
- vengono aggiornate tutte le disposizioni per tenere conto della nuova definizione di cogenerazione ad alto rendimento introdotta dal d.lgs. 20/07 e dal DM 4 agosto 2011
- vengono dettate disposizioni in tema di indennizzi automatici e relative tempistiche

Come stabilito dagli articoli 37 e 38 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 e successive modifiche e integrazioni, Terna ha predisposto lo schema di report per lo scambio informativo fra le imprese distributrici e Terna, già approvato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Le imprese distributrici, la cui rete è direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale, trasmettono a Terna, rapporti trimestrali, contenenti informazioni in merito a ciascuna cabina primaria e agli impianti da connettere.

**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 (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) contiene 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 le regole tariffarie per il quarto periodo di regolazione (2012-15), nonché la remunerazione spettante a Terna per l'erogazione dei servizi di trasmissione e misura. 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 delle 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, riconosciuta 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), ed introduce una nuova tipologia I4 per investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo, per i quali è riconosciuta una extrar remunerazione pari a quella della tipologia I3. I progetti rientranti nella categoria I4 saranno selezionati secondo specifica procedura definita con successivo provvedimento dell'AEEG.

Con riferimento al servizio di misura, l'Autorità, pur rinviando ad un successivo provvedimento, da

emanarsi nel corso del IV periodo di regolazione, il completamento del processo di razionalizzazione della regolazione di tale servizio, ha introdotto nel TIME alcune modifiche rispetto alla precedente regolazione soprattutto in materia di attribuzione delle responsabilità del servizio, con particolare riferimento alle attività di raccolta/registrazione e validazione dell'energia prelevata dai clienti finali su RTN e dell'energia scambiata nei punti di interconnessione oltre che della rilevazione delle misure relative ai punti di immissione sulla RTN. Per lo svolgimento di tali attività, il TIME ha conseguentemente rivisto le modalità di remunerazione di tale servizio.

Infine, per quanto riguarda il TIC, rispetto al precedente periodo regolatorio, vengono introdotte alcune novità in merito ai criteri di ripartizione dei costi tra i gestori di rete nel caso di richieste di realizzazione di impianti per l'interconnessione tra reti. In particolare, viene previsto che, in tali casi, il gestore che realizza l'impianto per l'interconnessione ottiene la copertura dei costi sostenuti tramite la remunerazione degli investimenti prevista dal TIT mentre il gestore che non realizza l'impianto non sostiene alcun onere.

**Delibera ARG/elt 204/11: Aggiornamento, per l'anno 2012, dei corrispettivi di dispacciamento e delle disposizioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n.111/06, con modifiche delle disposizioni di cui alla deliberazione n.351/07 e di cui all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS); Verifica di conformità delle proposte di integrazione al Codice di Rete di Terna, di cui al punto 6 della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 172/10, concernenti regole applicative della disciplina del settlement in caso di modifica dell'assetto proprietario delle reti di distribuzione.**

Con la deliberazione n. 204/11 ha proceduto:

- all'aggiornamento per l'anno 2012 dei corrispettivi di dispacciamento
- alla revisione di alcune disposizioni della delibera 351/07 con riferimento alle modalità di determinazione, nel periodo regolatorio 2012-2015, del corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna (DIS),
- alla revisione di alcune disposizioni del TIS e della delibera n.111/06.

Nella determinazione del corrispettivo DIS per l'anno 2012, l'Autorità ha anche tenuto conto dei premi da riconoscere a Terna sulla base dei risultati conseguiti nel 2010 nell'ambito delle attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento, di previsione della produzione

eolica e di previsione del fabbisogno di energia elettrica.

**Deliberazione ARG/elt 197/11: Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015**

La deliberazione n. 197/11 sulla regolazione della qualità del servizio ha confermato il meccanismo premi/penalità per Terna già previsto dalla delibera 341/07 per il precedente periodo regolatorio, apportandovi alcune modifiche. Le principali novità riguardano la graduale applicazione di tale meccanismo all'intera RTN (compresa TELAT) e la sua semplificazione attraverso l'utilizzo del solo indicatore ENSR (energia non fornita di riferimento) a fronte dei tre indicatori previsti nel precedente periodo regolatorio. E' stato inoltre introdotto l'obbligo di monitoraggio dei nuovi indicatori di qualità del servizio di trasmissione ENS-U ed ENR-U.

Sono inoltre previsti alcuni correttivi relativamente ai servizi di mitigazione.

### **1.3 Quadro Normativo di Riferimento 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”.

La disciplina relativa all'individuazione ed alla remunerazione dei sistemi di accumulo è delineata nell'Allegato A alla deliberazione 199/11 (dettagliata nel paragrafo precedente).

#### **1.4 Provvedimenti in corso di predisposizione**

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

##### **Decreto del Ministero dello sviluppo economico recante in tema di ripartizione fra Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili**

Il decreto, in attuazione del D.lgs. n. 28 del 2011, definirà, quantificandoli, gli obiettivi intermedi e finali al 2020 che ciascuna regione e provincia autonoma dovrà conseguire ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia.

##### **Proposta di direttiva sull'efficienza energetica**

Il 22 giugno 2011 la Commissione Europea ha presentato al Parlamento Europeo e al Consiglio dei Ministri dell'UE una proposta di direttiva 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. L'iter legislativo in procedura di codecisione inizierà nel mese di settembre presso la Commissione ITRE del Parlamento Europeo. Il recepimento è previsto entro 12 mesi dall'entrata in vigore.

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 UE 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 nazionale 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 all'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 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 2013 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 Energetico per le infrastrutture: proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans europee che abroga la decisione n.1364/2006/CE**

Il 19 ottobre la Commissione Europea ha presentato al Consiglio e al Parlamento Europeo nell'ambito di un pacchetto di misure per le infrastrutture energetiche una proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans europee che abroga la decisione n. 1364/2006. La proposta di regolamento stabilisce, a partire dal 1 gennaio 2013, i nuovi orientamenti comunitari per lo sviluppo e l'interoperabilità di corridoi energetici prioritari in materia di infrastrutture energetiche e abroga a partire dal 1 gennaio 2014 gli orientamenti vigenti in materia di reti trans europee nel settore dell'energia (TEN-E). La proposta di regolamento stabilisce, come annunciato nella comunicazione della Commissione Europea del 17 novembre 2010 sulle priorità per le infrastrutture energetiche fino al

2020 e oltre, le regole per individuare i progetti di interesse comune (capitolo 2 e allegati I,II,III e IV) e introduce procedure autorizzative accelerate per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune (capitolo 3 e allegato IV) così come le regole per la ripartizione dei costi dei progetti a livello transfrontaliero e degli incentivi a copertura dei rischi (capitolo 4). Essa determina inoltre i principi di ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'UE prevista a partire dal 2014 nell'ambito del nuovo meccanismo per finanziare i progetti infrastrutturali nel settore dell'energia, dei trasporti e delle telecomunicazioni denominato: "meccanismo di collegamento per l'Europa" (CEF: "Connecting Europe Facility") regolamentato nell'ambito di una separata proposta di regolamento, nei limiti di 9,1 Mld di euro per le infrastrutture energetiche stanziato nel bilancio comunitario 2014-2020.

La proposta di regolamento fissa nell'allegato I, 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) e 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 del regolamento la Commissione Europea predispose entro il 31 luglio 2013, e aggiorna ogni due anni, l'elenco dei progetti di interesse comune, che diventa parte integrante dei piani di investimento regionali adottati in ambito ENTSO-E e dei piani di sviluppo nazionali affinché venga dato a questi progetti priorità di attuazione a livello nazionale. I progetti di interesse comune sono selezionati nell'ambito di gruppi regionali sulla base dei criteri e degli indicatori individuati nella proposta (in particolare i progetti devono coinvolgere almeno due stati membri, avere un impatto significativo in termini di incremento della capacità di trasporto, favorire l'integrazione dei mercati, lo sviluppo delle rinnovabili e l'esercizio sicuro del sistema elettrico e devono essere

conformi con l'analisi costi benefici di ENTSO-E). Per il settore elettrico i progetti proposti devono essere parte integrante dell'ultimo piano decennale di sviluppo adottato da ENTSO-E. L'ACER è tenuta a rilasciare un parere sulla proposta di progetti di interesse europei ed effettua il monitoraggio sulla loro attuazione.

La proposta di regolamento prevede inoltre che i progetti di interesse comune siano assoggettati ad un nuovo regime di interesse comune. Gli stati membri saranno obbligati a nominare un'autorità nazionale incaricata di coordinare il rilascio delle autorizzazioni, assicurare la trasparenza e la partecipazione del pubblico. La durata complessiva del procedimento autorizzativo per i suddetti progetti non potrà essere superiore a 3 anni.

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

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

#### **Allegato al Codice di Rete: "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita"**

L'elevata diffusione ed incremento della generazione distribuita, in particolare fotovoltaica, incide negativamente sul bilanciamento e sul comportamento in regime transitorio del Sistema Elettrico Nazionale.

È attualmente in corso di finalizzazione il processo di approvazione di un apposito Allegato al Codice di rete al riguardo, volto a disciplinare, appunto, i requisiti tecnici per il sistema di generazione distribuita nel suo complesso, e relativo a tutti gli impianti di generazione connessi ai livelli di tensione MT e BT.

Il documento tecnico prescrive i requisiti di sistema che i gestori di distribuzione sono tenuti a far rispettare relativamente ad alcune prescrizioni

indispensabili per il mantenimento della sicurezza del sistema elettrico nazionale.

#### **Nuovi Allegati al Codice di Rete:**

È in corso di finalizzazione il processo relativo alla predisposizione di alcuni nuovi Allegati al Codice di rete, recanti, in particolare, oltre alle regole in materia di generazione distribuita di cui al paragrafo precedente, regole tecniche in materia di:

- Impianti di produzione fotovoltaica - requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68)
- Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).

### **1.5 Il processo di pianificazione integrata**

La direttiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, nota anche come "direttiva VAS" (Valutazione Ambientale Strategica), estende l'obbligo di valutazione ambientale ai processi di pianificazione e programmazione, in precedenza limitato alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) dei singoli progetti con potenziali impatti ambientali.

La procedura di valutazione ambientale strategica al Piano di Sviluppo prevede:

- la fase "preliminare" introdotta dal D.lgs. 152/06 e successive modifiche con la definizione di un Rapporto Preliminare finalizzato a determinare la portata e il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale (90 giorni);
- la "fase di consultazione pubblica" della durata di 60 giorni, con deposito del Rapporto Ambientale, della Sintesi non tecnica e della proposta di Piano presso province e regioni interessate ed invio alle autorità ambientali e paesaggistiche;
- "l'attività istruttoria" presso il Ministero dell'Ambiente (autorità competente) che ha 90 giorni per esprimere un parere motivato sul Piano di Sviluppo e sul Rapporto Ambientale, di concerto con il Ministero dei Beni Culturali.

Il parere VAS viene inviato al Ministero dello Sviluppo Economico (autorità procedente) che ha il compito di procedere con l'approvazione del Piano, ai sensi della Concessione del 20 aprile 2005, dando conto di come le considerazioni ambientali sono state integrate.

A tale proposito si segnala che il Piano di Sviluppo 2012 presenta due novità, rispetto all'edizione del 2011: la caratterizzazione ambientale delle nuove esigenze (in Sezione 1), nonché le analisi ambientali relative agli interventi presenti nei Piani precedenti (in Sezione 2), con particolare riferimento a quelli in concertazione. In tal modo si intende implementare l'integrazione delle considerazioni ambientali nel processo e nel documento di pianificazione, secondo le finalità della Direttiva 2001/42/CE, istitutiva della procedura di VAS.

Tale novità, si coordina con la nuova impostazione del Rapporto Ambientale 2012 che, rispetto alle precedenti edizioni, tende a supportare la dimensione di Piano, propria della VAS, anziché concentrarsi sulla valutazione dei singoli interventi. Pertanto, le informazioni e i dati relativi alle opere di sviluppo saranno nel Piano, ivi comprese le analisi territoriali-ambientali e l'avanzamento della concertazione di cui ai due nuovi capitoli sopra citati.

Per ulteriori dettagli e maggiori approfondimenti relativi alla metodologia di applicazione della VAS al Piano di Sviluppo della RTN, si rimanda al Rapporto Ambientale.

## **1.6 Modifiche dell'ambito della RTN**

Il MAP (oggi MiSE) con il Decreto del 23 dicembre 2002, ha inteso estendere la possibilità di ampliare l'ambito della rete di trasmissione nazionale non solo con elementi di rete conseguenza diretta di interventi di sviluppo della Rete stessa, ma anche con elementi di rete non facenti parte della RTN come ad esempio elementi di rete di distribuzione, rete RFI, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, e così via.

Nel Codice di Rete<sup>2</sup>, in conformità con quanto previsto dall'art. 2 del decreto, si chiarisce che "il Gestore definisce e inserisce eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti nel Piano di Sviluppo [...]".

A seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust, del parere favorevole dell'AEEG ed a valle del Decreto del 26 aprile 2010 con il quale il Ministero dello Sviluppo Economico ha disposto l'ampliamento nell'ambito della RTN, il 05 agosto 2010 Terna ha perfezionato con la società A2A l'acquisizione dell'intero capitale di Retrasm. La società gestisce circa 180 km di linee e 2 stazioni elettriche. Il trasferimento ha riguardato anche le linee ad alta tensione classificate come distribuzione, circa 108 km a 132 kV, e gli stalli afferenti in 22 cabine primarie. Il perfezionamento

dell'operazione è stato subordinato tra l'altro all'approvazione dell'operazione da parte dell'Autorità Antitrust, al perfezionamento della menzionata scissione e all'inserimento da parte delle Autorità competenti della Rete AT nella RTN.

In aggiunta a tale operazione, a valle del Decreto del 22 dicembre 2010 con il quale il Ministero dello Sviluppo Economico, recepito il parere favorevole dell'AEEG, ha disposto l'ampliamento nell'ambito della RTN, il 27 dicembre 2010 Terna ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione da Dolomiti Energia e SET Distribuzione, utilities operanti nella provincia di Trento, di 175 km di linee elettriche e dei relativi stalli situati presso 14 cabine primarie, a valle dell'emissione in data 22 dicembre 2010 da parte del MiSE del Decreto per l'inserimento dei suddetti elementi di rete nell'ambito della RTN. L'area in cui sono situati gli impianti è oggetto di importanti interventi di sviluppo e razionalizzazione necessari a garantire una maggiore sicurezza e qualità del servizio.

### **Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN**

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

### **Criteri per l'acquisizione di elementi di rete nell'ambito RTN**

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono quelli di seguito delineati.

Gli elementi di rete da inserire nell'ambito sono determinati in modo da migliorare le attività di gestione, esercizio e manutenzione, o rimuovere le situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete in AT.

Si cerca pertanto, attraverso le attribuzioni di ambito, di 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.

### **Collegamento a lavori di sviluppo della RTN**

Gli elementi oggetto di proposta sono di norma correlati a interventi di sviluppo che scaturiscano da esigenze coordinate e concordate tra Terna e altri gestori; come accennato queste proposte di acquisizione sono individuate al fine di evitare che sovrapposizioni di competenze tra diversi gestori di

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

rete, possano provocare impedimenti o ritardi nell'autorizzazione e realizzazione di interventi di sviluppo o difficoltà di gestione della rete in seguito all'entrata in servizio delle opere previste.

In tal modo si cerca di superare le difficoltà che si sono già incontrate nella gestione dello sviluppo coordinato delle reti interoperanti con la RTN, favorendo un accordo tra le parti che individui una soluzione di comune soddisfacimento, per favorire il migliore funzionamento del sistema elettrico.

#### **Mantenimento o ripristino di direttrici di trasmissione**

La scelta degli elementi di rete da acquisire nell'ambito della RTN viene effettuata anche in modo da mantenere le direttrici di trasmissione, e/o ripristinarle all'occorrenza, qualora dei lavori sulle reti ne abbiano compromesso l'integrità o la continuità.

#### **1.6.1 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti**

La modifica dell'ambito della RTN, con inclusione degli elementi di rete proposti nella Tabella 1, potrà

*Tabella 1 – Elementi di rete esistenti da acquisire nell'ambito della RTN*

Tipologia	Impianto	Società	Tensione	Regione
Elettrodotto	Bono - Buddusò	ENEL Distribuzione	150 kV (esercizio a 15 kV)	Sardegna
Stazione	Tito Smistamento	ENEL Distribuzione	150 kV	Basilicata
Stazione	Fusinieri CS	ENEL Distribuzione	132 kV	Veneto
Cabina Primaria	Asiago <sup>3</sup>	ENEL Distribuzione	50 kV	Veneto
Cabina Primaria	Arsiero	ENEL Distribuzione	50 kV	Veneto

*Tabella 2 – Elementi di rete esistenti da dismettere dall'ambito della RTN*

Tipologia	Impianto	Società	Tensione	Regione
Elettrodotto	Cardano - Acciaierie Bolzano cd CONS. AT COLLE (T24.489)	Terna	60 kV	Trentino Alto Adige

avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità. Per tali impianti i rispettivi titolari hanno formalizzato il proprio interesse alla cessione a Terna, per l'inclusione in RTN.

#### **1.6.2 Proposte di dismissione di elementi di rete dall'ambito della RTN**

Infine, in Tabella 2 sono elencati gli elementi di rete di cui TERNA propone la dismissione dalla RTN in quanto non più funzionali al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, TERNA provvederà a dismettere dalla RTN gli elementi di rete di cui alla Tabella 2 previo conferimento degli elementi di rete in questione alle Società che hanno formalizzato il proprio interesse all'acquisizione.

<sup>3</sup> A condizione che venga verificata l'effettiva possibilità di realizzare la separazione funzionale.

### 1.6.3 Ulteriori proposte preliminari di acquisizione nella RTN di elementi di rete di proprietà RFI

Alcuni impianti di proprietà RFI, attualmente non inclusi nella RTN, risultano essere strettamente correlati a una parte degli interventi di sviluppo descritti nel presente documento. Tale interessamento è legato alla possibilità, in alcuni casi, di sfruttare, ai fini della trasmissione, in modo più efficiente gli asset presenti in particolari zone del territorio italiano, e, in altri casi, per attuare un piano di razionalizzazione delle reti elettriche presenti, favorendo l'accettazione di quanto proposto, nell'area interessata e di conseguenza

riducendo l'impatto complessivo sul territorio delle infrastrutture elettriche.

L'esperienza di questi anni ha mostrato che nei casi suddetti la sovrapposizioni di competenze tra diversi gestori di rete e le diverse modalità previste dalla normativa per gli iter autorizzativi degli impianti, a seconda che siano in RTN o meno, provocano impedimenti e/o ritardi nell'autorizzazione e realizzazione degli interventi di sviluppo.

A tale riguardo, si segnala che Terna ha recentemente richiesto ad RFI l'assenso ad acquisire la proprietà degli impianti compresi nella tabella 3 al fine del loro inserimento nell'ambito della RTN.

Tabella 3 – Proposte di acquisizione nell'ambito RTN di elementi di rete di proprietà RFI

Tipologia	Impianto	Società	Tensione	Regione
Elettrodotto	Lodi RFI - Melegnano RFI	RFI	132 kV	Lombardia
Elettrodotto	Lodi RFI - Casalpusterlengo RFI	RFI	132 kV	Lombardia
Elettrodotto	Udine RFI - Redipuglia RFI	RFI	132 kV	Friuli V.G.
Elettrodotto	Redipuglia RFI – Strassoldo RFI	RFI	132 kV	Friuli V.G.
Elettrodotto	Riccione RFI – Cesena RFI	RFI	132 kV	Emilia Romagna
Elettrodotto	Riccione ENEL – Riccione RFI	RFI	132 kV	Emilia Romagna
Elettrodotto	Riccione RFI - S.Marino All. - Talamello	RFI	132 kV	Emilia Romagna
Elettrodotto	Crevalcore RFI- Mirandola RFI	RFI	132 kV	Emilia Romagna
Elettrodotto	Crevalcore RFI- S. Agostino RFI	RFI	132 kV	Emilia Romagna
Elettrodotto	Crevalcore RFI - S.Viola RFI	RFI	132 kV	Emilia Romagna
Elettrodotto	Crevalcore RFI – Modena AV	RFI	132 kV	Emilia Romagna
Elettrodotto	Crevalcore RFI- Calderara RFI	RFI	132 kV	Emilia Romagna
Elettrodotto	Massa RFI – Cascina RFI	RFI	132 kV	Toscana
Elettrodotto	Viareggio RFI – Cascina RFI	RFI	132 kV	Toscana
Elettrodotto	Rifredi RFI – Vaiano RFI All.	RFI	132 kV	Toscana
Elettrodotto	Pescara RFI - Roseto RFI	RFI	132 kV	Abruzzo
Elettrodotto	Ceprano RFI - Fondi RF	RFI	132 kV	Lazio
Elettrodotto	Ceprano RFI - Ceprano CP ENEL	RFI	132 kV	Lazio

Elettrodotto	Sezze - Pofi con der. Mazzocchio	RFI	150 kV	Lazio
Elettrodotto	Villafranca RFI - Milazzo All.	RFI	150 kV	Sicilia
Elettrodotto	Villafranca RFI - Contesse RFI	RFI	150 kV	Sicilia

## 2 Il processo di pianificazione della rete elettrica

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 alla crescita della domanda di energia elettrica, all'evoluzione 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.

La pianificazione dello sviluppo della RTN ha 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.

Il punto di partenza è rappresentato dagli obiettivi di sicurezza, imparzialità ed economicità del servizio di trasmissione, che determinano le esigenze di sviluppo della rete, nel rispetto dei vincoli ambientali.

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. paragrafi 2.2, 2.3 e 2.4), 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 dai poli di produzione esistenti e previsti in futuro verso i centri di distribuzione e di carico. A queste si uniscono gli obiettivi promossi fra Gestori di Rete anche in ambito Europeo che trovano espressione nel capitolo 3 "Pianificazione coordinata fra Gestori di Rete".

La selezione e l'importanza delle informazioni da esaminare è basata inoltre sugli obiettivi del processo di sviluppo della rete di trasmissione, definiti dalla legislazione e dalla normativa di settore e descritti in sintesi nel successivo paragrafo 2.1.

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. paragrafo 2.5).

Le soluzioni funzionali a rispondere 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 e si programmano i relativi interventi (cfr. capitolo 4).

### 2.1 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione

La pianificazione dello sviluppo della RTN è orientata al raggiungimento degli obiettivi legati alle esigenze 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.

In base a quanto previsto dal "Disciplinare di Concessione" (D.M. del 20 aprile 2005 e successive modifiche e integrazioni), Terna, in qualità di Concessionaria delle attività di trasmissione e dispacciamento, persegue i seguenti obiettivi:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- deliberare gli interventi volti a garantire l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica nel territorio nazionale e realizzare gli interventi di propria competenza;
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento per consentire l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere alla promozione, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, della tutela dell'ambiente e della sicurezza degli impianti.

In particolare, in merito allo sviluppo della rete, la Concessione prevede che Terna definisca le linee di sviluppo della RTN essenzialmente sulla base della necessità di:

- garantire la copertura della domanda prevista 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.

La necessità di assicurare l'equilibrio tra la domanda e l'offerta in un contesto liberalizzato garantendo gli standard di sicurezza previsti, 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 rende possibile l'incremento del volume degli approvvigionamenti di energia a prezzi maggiormente competitivi rispetto alla produzione nazionale, consente di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva e garantisce maggiore concorrenza sui mercati dell'energia.

La riduzione delle congestioni di rete, sia tra aree di mercato sia a livello locale, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi, con impatti positivi sulla concorrenza.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete<sup>4</sup>, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN persegue 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.

<sup>4</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

### 2.1.1 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: la produzione<sup>5</sup>, il consumo<sup>6</sup> di energia elettrica e lo stato della rete<sup>7</sup>. Essi comprendono:

- a. dati e informazioni desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato, quali:
  - o le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra e in N-1) sul sistema di trasporto, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
  - o i dati sui valori di tensione diurni e notturni, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
  - o le statistiche di disalimentazioni e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
  - o i segnali derivanti dal funzionamento del mercato elettrico del giorno prima (prezzi zonal, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni inter-zonali e alle frontiere ecc.), e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (congestioni intrazonali,

<sup>5</sup> Con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato, in quanto la libera iniziativa dei produttori rende di fatto le proposte di nuove centrali elettriche un vero e proprio input al processo di pianificazione della RTN.

<sup>6</sup> Come meglio specificato in seguito, stabilito un intervallo temporale di riferimento (ad esempio il prossimo decennio) attraverso analisi statistiche sui prelievi storici di energia e considerazioni di carattere socio-economico, si formula un'ipotesi di fabbisogno futuro di potenza ed energia elettrica sul quale, tra l'altro, modellare lo sviluppo della rete.

<sup>7</sup> Partendo dall'esame degli assetti di esercizio delle reti in alta ed altissima tensione si valuta lo stato degli impianti tenendo conto dei seguenti parametri: impegno degli stessi in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza; affidabilità in rapporto alle esigenze di qualità e continuità del servizio, considerando anche l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli asset in questione; vincoli di esercizio e manutenzione, nonché vincoli operativi legati alla presenza di elementi di impianto di proprietà e/o gestiti da terzi; eventuali limitazioni dovute all'evoluzione del contesto socio-ambientale e territoriale e in cui gli stessi ricadono.

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 di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali) compresa la nuova capacità da fonti rinnovabili;
- l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- le connessioni di impianti di produzione, di utenti finali e di impianti di distribuzione alla RTN;
- gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo di tali reti;
- le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

Le informazioni relative al punto a. (descritte nei paragrafi 2.2 e 2.3) 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 par. 2.4) sono invece indispensabili per delineare gli scenari previsionali di rete e di sistema, in riferimento ai quali sono verificate e pesate le problematiche future 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 prioritarie di sviluppo della rete che è necessario 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.

## 2.2 Attuali criticità di esercizio della rete

Il processo di pianificazione delle esigenze di sviluppo della RTN prevede l'esame delle problematiche che già attualmente caratterizzano l'esercizio della rete. L'evoluzione nel corso del 2011 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 Nord/Centro Nord e Sud/Centro Sud queste ultime incrementate dall'ingresso di nuova produzione al Sud da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile al punto che il prezzo della zona Sud si conferma più basso anche rispetto alla zona Nord;
- permane l'attuale struttura zonale che ribadisce, nella zona Sud, la presenza dei poli limitati di Brindisi, Foggia e Rossano;
- l'area Centro Sud del Paese e le Isole (in particolare la Sicilia) si confermano le zone più critiche dal punto di vista della maggiore onerosità dei servizi di dispacciamento;
- permangono sovraccarichi nella rete primaria nel Triveneto in particolare a causa dei ritardi nel rilascio delle autorizzazioni di numerose opere strategiche per l'alimentazione in sicurezza del fabbisogno locale;
- si conferma il differenziale elevato di prezzo tra Italia ed estero; nei periodi di basso carico per ragioni di sicurezza si determinano valori di transiti sull'interconnessione della frontiera Nord inferiori alla NTC 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 2011 paragonabile ai valori del 2010 in linea con la ripresa dei consumi a seguito della crisi.

A causa dei ritardi di sviluppo degli ultimi anni della rete AT e 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, riducono i margini di sicurezza per il corretto esercizio del sistema elettrico ed il livello di adeguatezza, esponendo il sistema al rischio di mancata copertura del fabbisogno nonché alla riduzione del livello di qualità del servizio.

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.

### 2.2.1 Sicurezza di esercizio della rete

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<sup>8</sup> relativamente ai mesi compresi tra luglio 2010 e giugno 2011. Dall'analisi delle simulazioni effettuate, è stato possibile rilevare che mediamente il campione esaminato presenta per ciascuna simulazione di rete alcuni eventi con 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). La gran parte degli elementi a rischio di sovraccarico è costituita da impianti a 220 kV.

Nell'area di rete del Nord-Est del Paese, in particolare in Veneto e Friuli Venezia Giulia, sono localizzati il 55% degli eventi. Tale porzione di rete è caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera austriaca e slovena a cui si aggiunge la produzione dei locali poli di generazione verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato.

L'evoluzione del sistema elettrico, lo sviluppo e l'adeguamento del parco di generazione in Europa e la graduale interconnessione del sistema elettrico nazionale con quelli dei Paesi dell'Est Europa, sta producendo una distribuzione dei transiti sulla frontiera Nord del nostro Paese determinando un progressivo aumento dei flussi di energia provenienti dal Nord Est.

In particolare negli ultimi cinque anni si è confermato uno spostamento dei flussi di potenza caratterizzati da un incremento dell'import dalla frontiera Slovena ed una contemporanea diminuzione sulla frontiera svizzera e francese (vedi (cfr. 2.5.3).

A Milano si concentra circa il 7% dei rischi di sovraccarico su rete primaria principalmente a

causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città capoluogo.

Analogamente, nell'area Nord – Ovest si concentrano il 5% dei sovraccarichi principalmente sulle 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 oltre che a causa di difficoltà legate alle debolezze strutturali della rete nella zona di Torino. In Liguria risultano in alcuni casi al limite di sicurezza le linee 220 kV verso la Toscana.

Nell'area dell'Emilia e della Toscana Firenze si riscontrano sovraccarichi delle linee a 380 e 220 kV interessate dal transito dell'energia tra le sezioni Nord – Centro Nord.

Nell'area sud si concentrano il 20% dei sovraccarichi; in particolare sulla rete della Campania sono di significativa importanza, considerato che la rete primaria (in particolare al livello di tensione 220 kV) contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di potenza dai poli di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta.

Sulla porzione di rete tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi principalmente 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".

In merito alle problematiche di rete evidenziate, si osserva che i fenomeni di trasporto riscontrati nelle simulazioni sulla rete primaria risultano ridotti, rispetto a quelli che teoricamente potrebbero verificarsi, dall'effetto del mercato dell'energia, che produce anche segnali economici dell'effettiva consistenza delle congestioni. Le simulazioni effettuate considerano infatti i valori delle produzioni in esito al mercato, dove sono fissati ex-ante i limiti di scambio tra zone di rete congestionate e i vincoli di esercizio dei gruppi di produzione.

<sup>8</sup> L'assetto di rete in tempo reale tiene conto della reale disponibilità degli elementi di rete tenendo anche conto dei fuori servizi programmati.

Simulazioni di rete: lug-10 / giu-11,  
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee  
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

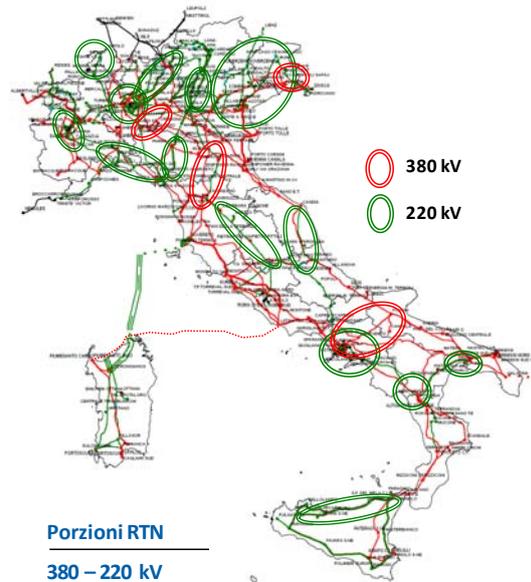
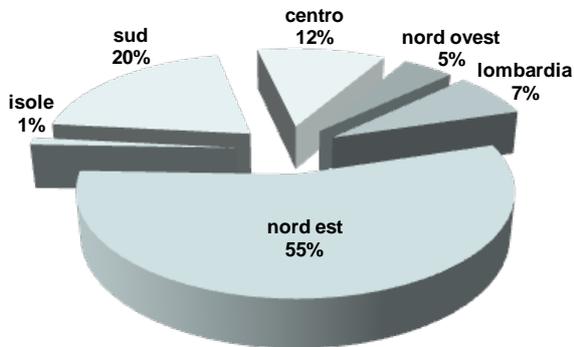


Figura 1 – Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380 – 220 kV

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 di picco invernale.

In particolare le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì dicembre 2010 alle 11.00 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescati su import e poli di produzione limitata.

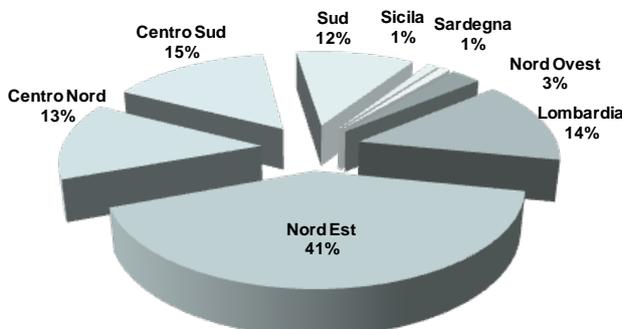
Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità delle principali reti di Firenze, Milano e Roma dove la densità dei consumi è maggiore, nelle aree dove normalmente la rete

secondaria a 150 – 132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1.

I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità sono espresse nel dettaglio degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN, nella sezione II del presente PdS e nei precedenti Piani di Sviluppo, 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.

Terzo mercoledì Dic-2010, % Contingenze in N-1 su totale\*  
 Simulazioni di rete:  
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee  
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

100% = numero totale di violazioni



\* Simulazione alle ore 11; non include effetto telescati su import e poli limitati

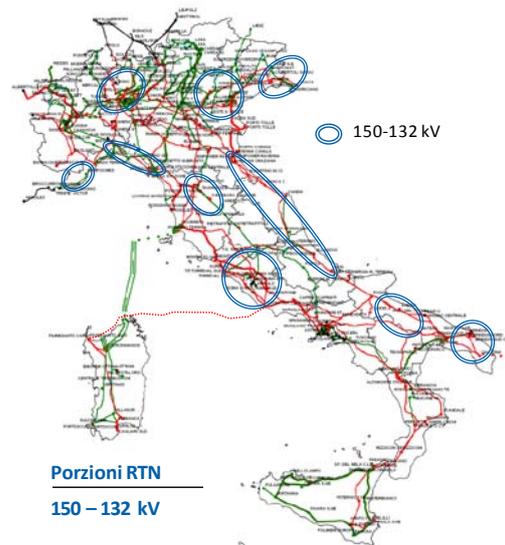


Figura 2 – Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria

### 2.2.2 Continuità di alimentazione della rete

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 nell'ultimo anno hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica peggiori correlate ai relativi tassi di domanda.

Quasi il 70% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le regioni del Centro. Causa dei

*Disalimentazioni su reti AAT/AT: Rete di trasmissione e subtrasmissione*

disservizi è da imputare anche ad elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali (impianti vetusti e scarsamente affidabili), a ridotti livelli di magliatura della rete ed a capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico.

La crisi degli ultimi due anni ha comportato una sostanziale riduzione dei consumi e di conseguenza, al Nord, dove le reti risultano abbastanza magliate, è stato mitigato il rischio di disalimentazioni.

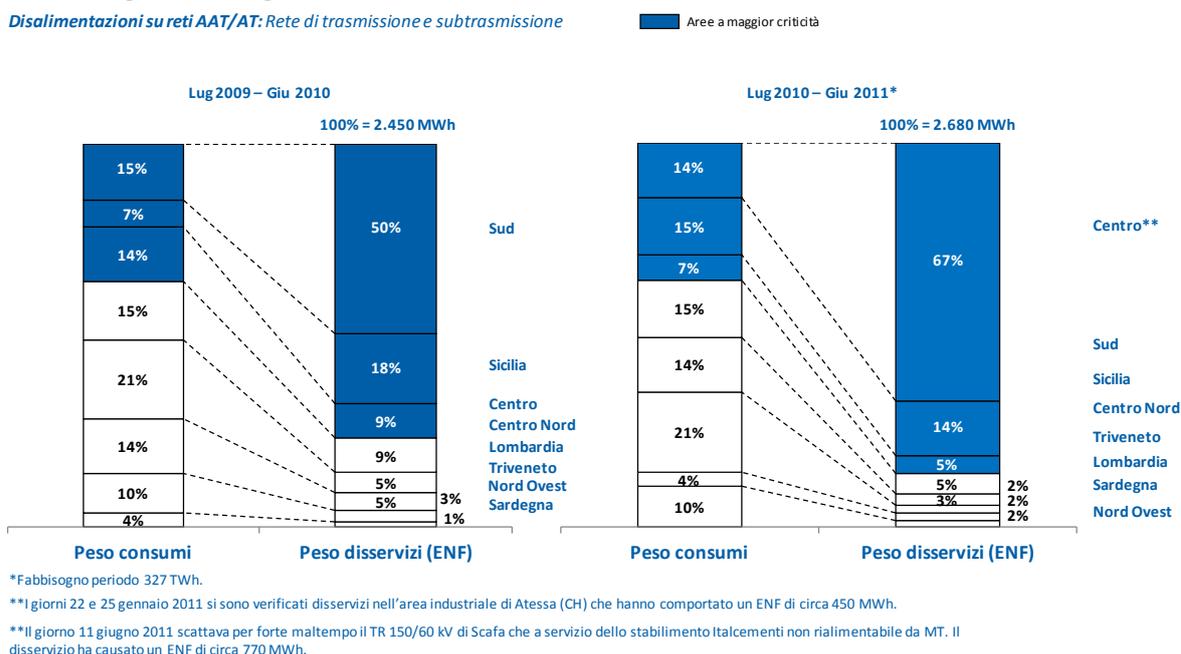


Figura 3 – Continuità del servizio di alimentazione

### 2.2.3 Qualità della tensione sulla rete

In ciascun nodo di una rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modifiche periodiche del carico<sup>9</sup> e della potenza generata dalle centrali<sup>10</sup>, in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

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

Al contrario nelle situazioni fuori picco, anche a causa della riduzione dell'effetto di regolazione

delle centrali disponibili in produzione, si possono registrare valori di tensione in aumento.

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

Per l'anno 2011 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 4,74 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 Rete<sup>11</sup>, principalmente legato

<sup>9</sup> Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.

<sup>10</sup> Giornaliera, settimanale, stagionale.

<sup>11</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

alla situazione contingente di riduzione generalizzata dei consumi per effetto della crisi.

La Figura 4 riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN<sup>12</sup>, nel periodo 1998 – 2011.

Dall'analisi risulta che nei primi anni si sono verificati dei temporanei stati di esercizio in cui le tensioni hanno raggiunto valori del 9% maggiori o minori del valore di riferimento di 400 kV, rispettivamente in condizioni di minimo e massimo fabbisogno. Tuttavia, a partire dal 2004, con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni (peraltro disponibili in numero e capacità maggiore) o di variazione degli assetti della rete, il livello di tensione è stato controllato sempre più efficacemente.

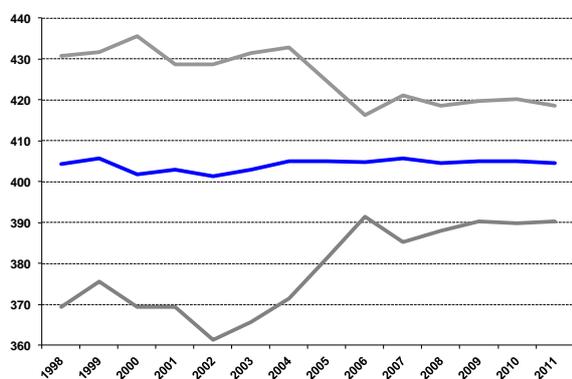


Figura 4 – Range di variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 1998 al 2011 (kV)

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 405 kV per i nodi della rete a 400 kV, evidenziando comunque un leggero trend in aumento.

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

- ore a basso carico, in cui è maggiore la probabilità di tensioni elevate a causa del ridotto impegno della rete;
- ore di alto carico, generalmente diurne, 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.

<sup>12</sup> Per l'anno 2011 i valori massimi e minimi sono stati calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

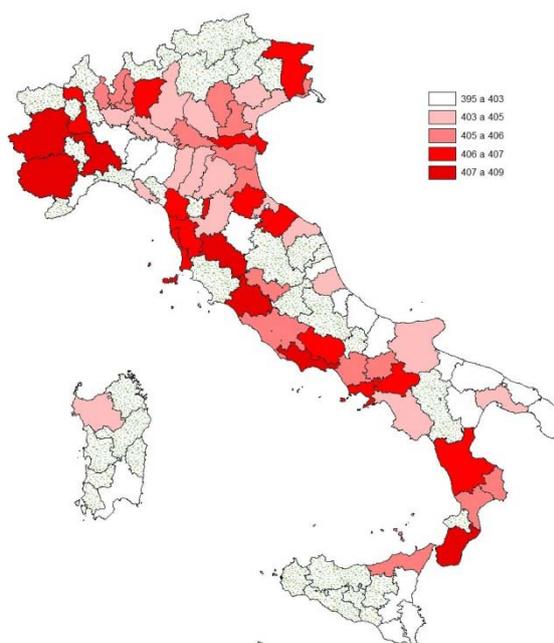


Figura 5 – Distribuzione territoriale delle tensioni – valori medi (kV) (Luglio 2010 – Giugno 2011)

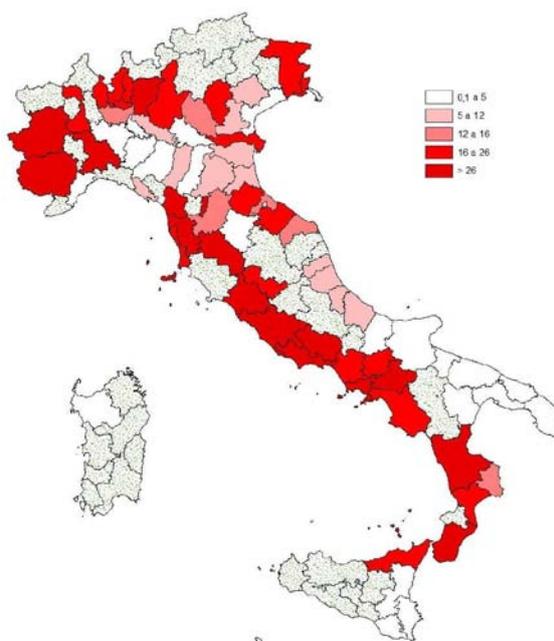


Figura 6 – Distribuzione territoriale delle tensioni – frequenza (%) in ore offpeak di valori con tensione >410 kV (Luglio 2010 – Giugno 2011)

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.

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 2010 e giugno 2011.

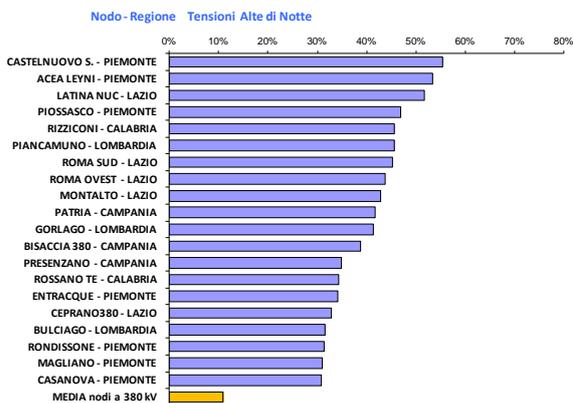


Figura 7 – Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni alte (Luglio 2010 – Giugno 2011)

Si notano valori di tensione elevati in Toscana, Calabria ed alto Lazio, dove sono presenti numerose linee a 400 kV di considerevole lunghezza, scarsamente impegnate nelle ore di basso carico, ma per questioni di sicurezza di esercizio necessariamente in servizio. Tensioni alte si sono registrate nel Piemonte riconducibili al minor impegno dei collegamenti, normalmente interessati dal trasporto delle potenze in import dalla Svizzera, nelle ore di basso carico del periodo in esame.

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 nelle ore diurne nel periodo compreso tra luglio 2010 e giugno 2011.

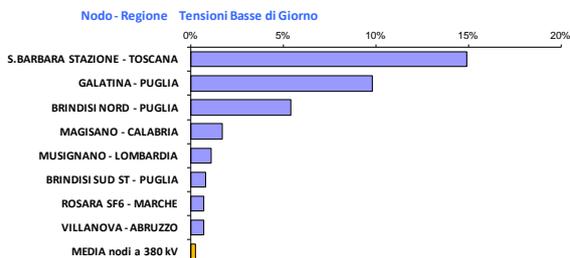


Figura 8 – Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse (Luglio 2010 – Giugno 2011)

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.

Nella regione Toscana, in condizioni di carico elevato si registrano tensioni al di sotto del livello di attenzione che, a causa della scarsità di generazione efficiente disponibile e dei transiti sostenuti su lunghe dorsali di collegamento, comportano vincoli di produzione imposta di alcuni importanti poli nell'area.

Nel Meridione la regione che presenta maggiori scostamenti della tensione dai valori di attenzione risulta la Puglia nelle aree tra Brindisi e Galatina per la notevole entità del carico e per la presenza di fenomeni di trasporto delle potenze provenienti dal polo produttivo di Brindisi e dalla Grecia.

Inoltre 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.

## 2.2.4 Impatto sul sistema elettrico nazionale della produzione da fonte rinnovabile non programmabile

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

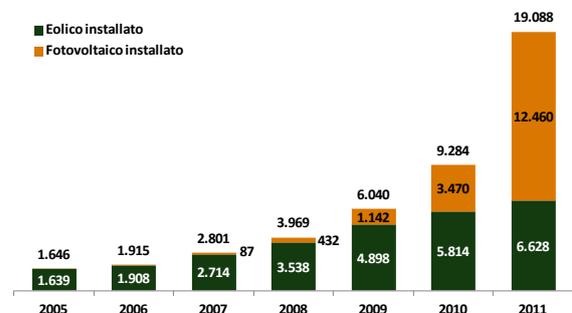


Figura 9 - Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2005-2011 (MW)

Nel corso del 2011 è enormemente aumentata la consistenza degli impianti fotovoltaici, (circa 9 GW installati nel solo 2011).

In particolare, mentre gli impianti da fonte eolica sono per la quasi totalità inseriti direttamente sulla rete di trasmissione a livello AT, oltre il 90% della capacità installata da impianti fotovoltaici corrisponde a impianti connessi ai livelli MT e BT sulla rete di distribuzione. Si rappresenta tuttavia che, essendo le reti di distribuzione fortemente interconnesse con il sistema di trasmissione, gli elevati volumi aggregati di produzione da impianti fotovoltaici, in particolare nelle zone e nei periodi con basso fabbisogno locale, hanno un impatto molto 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.

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. 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 2010 l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% del tempo in un totale rispettivamente di 494 e 366 cabine primarie. A ciò si aggiunge il fatto che le reti di distribuzione potrebbero non essere adeguate alle nuove esigenze di bidirezionalità dei flussi energetici, che scaturiscono dal bilancio a livello di distribuzione tra l'energia prodotta e quella richiesta dalle utenze passive.

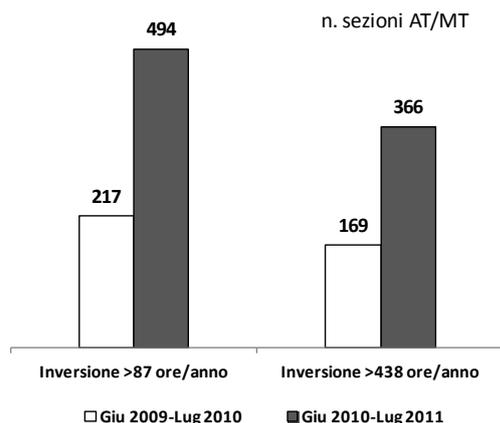


Figura 10 - Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (n. sezioni su un totale nazionale di 3.800), fonte: Enel D.

I fenomeni sopra citati, compresa la risalita di potenza dalle cabine primarie sulla rete AT, hanno contribuito a produrre, come prima conseguenza, un rapido e sensibile 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 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.

Come si osserva in Figura 11, le zone della rete AT attualmente critiche, in relazione a vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, sono concentrate al Sud, in particolare nell'area subappenninica su direttrici di rete AT tra Puglia e Campania.

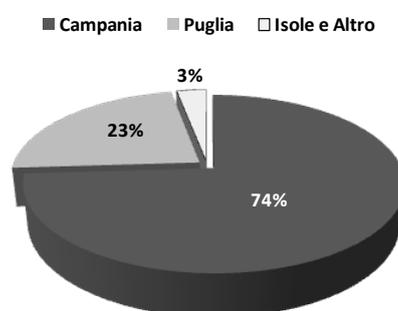


Figura 11 – Dettaglio regionale localizzazione Mancata Produzione Eolica (MPE) 2011

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:

- direttrice 150 kV "Montecorvino – Benevento II" (sulla quale la potenza installata da FRNP attualmente ammonta a oltre 700 MW):
  - o Nuova SE 380/150 kV di Bisaccia e raccordi 150 kV alla linea "Bisaccia – Calitri";
  - o Potenziamento elettrodotto 150 kV "Bisaccia – Calitri";
  - o Potenziamento elettrodotto 150 kV "Benevento II - Benevento N.";
  - o Potenziamento elettrodotto 150 kV "Benevento N.- Benevento Ind.";
  - o Potenziamento elettrodotto 150 kV "Flumeri - Vallesaccarda";
  - o Potenziamento elettrodotto 150 kV "Campagna -Montecorvino" (I step);
  - o Potenziamento elettrodotto 150 kV "Castelnuovo – Calabritto";
  - o Potenziamento elettrodotto 150 kV "Castelnuovo – Contursi"

- o potenziamento elettrodotto 150 kV "Lacedonia- Bisaccia";
- o potenziamento elettrodotto 150 kV "Scampitella – Lacedonia"
- direttrici 150 kV "Benevento II – Volturara – Celle S. Vito" (sulla quale la potenza da FRNP attualmente installata è di circa 750 MW):
  - o nuova stazione 380/150 kV di Troia (a cui si prevede di raccordare la direttrice 150 kV);
- direttrice 150 kV "Foggia – Deliceto - Andria" (sulla quale la potenza da FRNP attualmente installata è di circa 700 MW):
  - o nuova stazione 380/150 kV di Deliceto;
  - o Raccordi 150 kV della linea "Agip Deliceto - Ascoli Satriano" alla SE 380/150 kV di Deliceto;
  - o potenziamento elettrodotto.150 kV "Deliceto - Ascoli S. - Cianfurro";
  - o potenziamento elettrodotto 150 kV "Foggia – Lucera.
  - o potenziamento elettrodotto 150 kV "Bovino – Orsara".

In aggiunta ai potenziamenti di rete richiamati, diversi altri interventi di rinforzo delle porzioni di rete in argomento sono pianificati nei prossimi anni, come meglio descritto nei successivi capitoli.

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 non rispetta il criterio di sicurezza N-1 per l'alimentazione delle utenze locali e comporta un significativo 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.

Come meglio evidenziato nei capitoli successivi, i problemi registrati sulle direttrici AT su richiamate rischiano di estendersi progressivamente, anche a causa del rapido sviluppo della produzione fotovoltaica e dei citati fenomeni di risalita dalle reti di media a quella di alta tensione, su altre porzioni di rete AT non solo in Puglia e Campania, ma anche in altre regioni del Mezzogiorno (Sicilia, Calabria, Basilicata, Molise) e del Centro (Abruzzo e Lazio) del Paese.

Per quanto riguarda in particolare la Sicilia, nonostante i livelli attualmente molto elevati di penetrazione della produzione eolica, il ricorso ad

azioni di modulazione si è reso finora necessario in periodi estremamente ridotti ed esclusivamente su ristrette porzioni di rete, soprattutto grazie ad un'efficace pianificazione di interventi di adeguamento della rete ed a un'efficiente gestione dell'esercizio. Tuttavia, rischi di congestioni di rete sono previsti già nel breve periodo come conseguenza dell'ulteriore forte sviluppo atteso della capacità di generazione da FRNP.

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

Al riguardo, confrontando i dati 2011 su 2010 relativi ai mesi estivi da luglio a settembre (nei quali è maggiore l'impatto della produzione fotovoltaica), risulta evidente un aumento significativo delle congestioni nell'area Sud, nonché il maggiore transito sulla sezione Sud-Csud in esito ai mercati, ed in particolare su MSD. I fenomeni descritti accrescono peraltro le criticità derivanti dagli attuali limiti infrastrutturali della sezione Sud-Csud, che costituivano già in passato uno dei principali vincoli allo sfruttamento della nuova consistente capacità di generazione competitiva da impianti CCGT entrata in servizio negli ultimi anni.

#### Regolazione e bilanciamento del sistema elettrico.

L'inserimento sul sistema elettrico della nuova ingente capacità di generazione da FRNP determina, in particolar modo giornate nei periodi caratterizzati da basso 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 SEN.

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 impone di approvvigionare maggiori quantitativi di riserva secondaria e di riserva rotante. 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'ingente produzione degli impianti fotovoltaici ha costretto, nell'esercizio in tempo reale durante alcune ore in particolare del mese di Agosto 2011, ad una consistente riduzione dell'importazione dall'estero (cfr. Figura 12), a favore di generazione regolante in grado di assicurare i requisiti minimi di riserva rotante, regolazione primaria e di tensione. La situazione in esame evidenzia il rischio di dover ricorrere, in situazioni simili, alla modulazione della generazione rinnovabile al fine di rispettare i limiti di riserva garantiti dalla produzione termica.

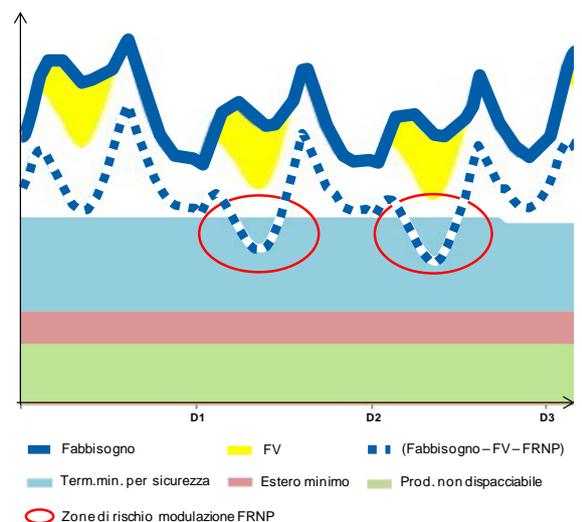


Figura 12 - Criticità Agosto 2011 per produzione FV

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.

Infine l'immissione in rete di grandi quantità di produzione da fonte solare, impone di fronteggiare rapide prese di carico serali, assai più accentuate che nel passato, dato che la riduzione di produzione solare si somma alla normale crescita dei consumi che precede la punta di fabbisogno serale. Ne consegue la necessità di una maggiore riserva secondaria e di riserva pronta. In 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, ed eventualmente sui carichi interrompibili.

### Coordinamento dei sistemi di protezione

La diffusione degli impianti fotovoltaici connessi alla rete di distribuzione ha raggiunto livelli tali da aumentare significativamente i rischi per la sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso.

Infatti, in presenza di una contingenza di rete caratterizzata da una variazione di frequenza significativa - con l'attuale taratura delle protezioni degli impianti di generazione distribuita - potrebbe verificarsi una perdita di generazione pari all'intera generazione distribuita (tra cui, come detto, i soli impianti fotovoltaici presentano una potenza installata di oltre 12.000 MW), rendendo di fatto necessaria l'attivazione del piano di difesa del Sistema Elettrico Nazionale e, in particolare, del piano di alleggerimento del carico.

A tale proposito, le norme riguardanti la generazione sulle reti di Distribuzione prescrivono al momento un distacco istantaneo di generazione fuori dall'intervallo di frequenza 49,7÷50,3 Hz; questa taratura delle protezioni può vanificare l'efficacia dei Sistemi di Difesa.

Un recente evento di esercizio nel sistema elettrico in Sicilia (cfr. Figura 13), ne ha già mostrato le criticità potenziali: durante il funzionamento in isola di frequenza di una parte del sistema elettrico nazionale, un deficit di generazione (in situazioni normali pienamente recuperabili tramite la riserva di regolazione primaria) ha determinato un transitorio in sottofrequenza, che al raggiungimento di 49,7 Hz ha causato la perdita di generazione distribuita e quindi ha accentuato la caduta di frequenza, con la conseguenza di un distacco di utenza diffusa.

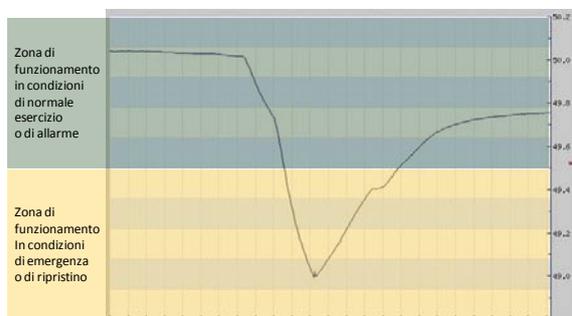


Figura 13 - Transitorio di frequenza dell'evento registrato nel Sistema Elettrico Siciliano<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Nel mese di Maggio 2011, in Sicilia, il guasto di un'unità a vapore connessa alla rete 220 kV che al momento dell'evento produceva circa 150 MW, ha provocato una riduzione della frequenza fino al valore di 49,7 Hz causando la disconnessione di

Risulta quindi evidente come l'attuale aliquota di produzione fotovoltaica, che si prevede destinata a crescere nei prossimi anni, comporta ulteriori importanti problematiche connesse alla sicurezza della RTN e del sistema elettrico nazionale.

Vista l'entità dei volumi di produzione soggetta a rischio di distacco intempestivo, tali criticità potrebbero avere una portata ancor più ampia con impatto anche a livello del sistema elettrico interconnesso europeo. Pertanto le citate problematiche sono state oggetto di una recente segnalazione formale da parte di ENTSO-E alla Commissione Energia e contestuale richiesta di promuovere interventi da parte delle Autorità di Regolazione dei Paesi Membri maggiormente interessati affinché sia garantito anche per gli impianti di generazione distribuita sulle reti MT e BT il rispetto dei requisiti tecnici necessari definiti dai TSO nei rispettivi Grid Code.

### Iniziative verso gli Energy Policy Maker finalizzate alla mitigazione delle criticità

Nell'ottobre 2011 Terna ha segnalato a MiSE ed a AEEG le criticità derivanti dalla crescita degli impianti a fonti rinnovabili intermittenti e non pienamente programmabili, evidenziando le ragioni tecniche e normative alla base dei problemi che rischiano di compromettere l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

La comunicazione ha avuto lo scopo di sensibilizzare le Autorità competenti per coordinare un intervento immediato a supporto delle iniziative intraprese da Terna finalizzate a richiedere i necessari più ampi margini di prestazioni per gli impianti intermittenti connessi sulle reti di trasmissione e distribuzione. Dal quadro descritto si evince la necessità di una radicale modificazione dei paradigmi di gestione della rete dovuta allo sviluppo ed alla penetrazione della produzione da FRNP nel sistema elettrico. Per sostenere tale sviluppo è necessario che le reti di distribuzione si trasformino in "reti attive" e che anche gli impianti di generazione diffusa, data la rilevanza complessiva in termini di capacità installata ed il conseguente impatto sul sistema, siano dotati di strumenti che ne consentano la controllabilità, almeno in situazioni straordinarie di criticità del sistema.

Il DM del 5 Maggio 2011 in materia di incentivazione della produzione da impianti fotovoltaici dispone che gli inverter utilizzati in impianti fotovoltaici che entrano in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012, devono tener conto delle esigenze della rete elettrica prestando i seguenti servizi e protezioni: garantire

circa 210 MW di produzione fotovoltaica diffusa connessa alla rete MT e BT di Enel Distribuzione e determinando l'innescio della procedura di distacco automatico di alcuni carichi della zona.

insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione; rendere possibile la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto; aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione automatica intempestiva dell'impianto fotovoltaico; consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva e limitare la potenza immessa in rete (per ridurre le variazioni di tensione della rete e rispettare le soglie di sicurezza dei parametri di rete); evitare la possibilità che attraverso gli inverter possano essere alimentati i carichi elettrici della rete in assenza di tensione sulla cabina della rete.

In tal senso è stato avviato un processo di consultazione conclusosi con la pubblicazione dell'Allegato A.68 al codice di rete che riporta i requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT degli impianti di produzione fotovoltaica.

I principali requisiti minimi che gli impianti di generazione fotovoltaici sono tenuti a rispettare al fine della gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale sono:

- garantire il mantenimento della connessione in condizioni di emergenza e di ripristino di rete ed in particolare per valori di tensione e frequenza nel punto di consegna compresi tra:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

- rendere disponibili al gestore Telemisure e Telesegnali di impianto per il controllo della rete;
- mantenere la connessione alla rete in caso di guasti esterni all'impianto ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione;
- gli impianti devono essere dotati di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico;
- il sistema di protezione e le relative tarature deve assicurare l'obiettivo di mantenere la stabilità dell'intero sistema elettrico;
- ai fini del controllo della frequenza del Sistema Elettrico Nazionale, la centrale fotovoltaica deve essere in grado almeno di non ridurre la potenza immessa in caso di sottofrequenza nei limiti previsti e di ridurla tempestivamente ed automaticamente in caso di sovralfrequenza,

senza disconnettersi dalla rete (come riportato in Figura 14);

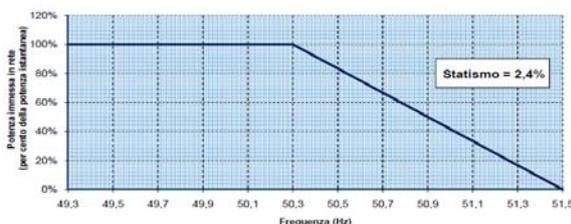


Figura 14 - Regolazione della potenza attiva immessa in rete in funzione della frequenza, Allegato A.68

- nell'intervallo di durata dell'abbassamento di tensione, la centrale dovrà rimanere connessa alla rete (cfr. Figura 15) anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell'istante immediatamente precedente al guasto e, al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento, la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria ed in un tempo dell'ordine di almeno 200 ms.

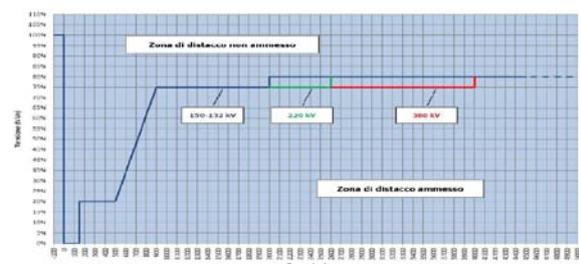


Figura 15 - Caratteristica tensione-durata riferita al punto di connessione, Allegato A.68

Inoltre, con l'obiettivo di estendere i requisiti minimi richiesti agli impianti intermittenti connessi su rete AT anche a tutti gli impianti intermittenti connessi sulle rete MT e BT, è stato interessato il principale Distributore ed è stato interpellato il Comitato Elettrotecnico Italiano<sup>14</sup>.

In particolare l'attività intrapresa ha lo scopo di chiarire le aree d'impatto e le prestazioni richieste, chiedere il riesame comparato di tutta la normativa che concorre alle aree d'impatto elencate, allineare la stessa a quella adottata per gli impianti connessi in AT ed intraprendere norme provvisorie e moratorie per poter gestire il sistema elettrico nell'immediato.

Sotto il profilo dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, l'elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili potrebbe rendere necessaria l'introduzione degli obblighi di fornire servizi di rete, oggi previsti solo per gli impianti eolici rilevanti, anche per gli impianti di taglia più piccola, ovvero

<sup>14</sup> Corrispondenza intercorsa nei mesi di Giugno e Luglio 2011.

azioni da parte di Terna di riduzione selettiva della generazione distribuita, a iniziare da quella connessa in MT.

A tal scopo è stata avviata la consultazione di un nuovo allegato al codice di rete in tema di “regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita” con lo scopo di regolamentare i requisiti tecnici a cui gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di distribuzione MT e BT devono rispondere ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale interconnesso.

In particolare, il presente documento ha lo scopo di prescrivere i requisiti minimi relativamente a:

- campi di funzionamento in tensione e frequenza;
- controllo;
- esigenze di sistema per le protezioni;
- regolazioni;
- piani di difesa;
- piano di riaccensione.

Le attività intraprese da Terna hanno l’obiettivo di gestire nell’immediato le criticità di rete emerse nel corso dell’ultimo anno e si sono rese necessarie e improcrastinabili per garantire nel brevissimo termine l’immissione in sicurezza in rete della produzione da FRNP.

### **2.3 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 interzonali determinate da vincoli di rete esistenti); questa separazione determina da un lato una minore efficienza derivante dall’utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e dall’altro la

formazione di prezzi differenti tra le diverse zone in cui è suddiviso il mercato;

- 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.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento dei vincoli alla produzione dei poli limitati e nella riduzione delle congestioni 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 i clienti del mercato.

A completamento delle modifiche al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico del 2008 (Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008), dal 1 gennaio 2010 è diventata operativa anche la disciplina che regola il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD): il MSD ex-post è sostituito dal Mercato di Bilanciamento (MB) caratterizzato da cinque sessioni in cui gli operatori abilitati formulano offerte.

In ultima istanza è da segnalare la delibera dell’Autorità 213/09 che, ad integrazione della Delibera 351/07 e con successive modifiche, fissa le metodologie di remunerazione per il servizio di dispacciamento riconosciute a Terna per gli anni 2010, 2011 e 2012.

#### **2.3.1 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export**

Nel corso dei primi nove mesi del 2011 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell’Europa continentale con scarti inferiori rispetto al mercato EEX e superiori rispetto al mercato PNX confrontati con quelli registrati l’anno precedente (Figura 16). Risulta una differenza media tra il mercato italiano ed i principali mercati esteri che si attesta attorno ai 21 €/MWh in più rispetto al mercato tedesco ed intorno ai 23 €/MWh in più rispetto al mercato francese. Fenomeni contingenti quali fattori climatici o geopolitici con impatto nelle fonti primarie di approvvigionamento ed eventuali fuori servizio di elementi di rete strategici o importanti gruppi di generazione all’estero (fenomeni questi ultimi che si verificano molto di rado), possono contribuire a ridurre o ad annullare, in particolari situazioni, la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee prese in esame.

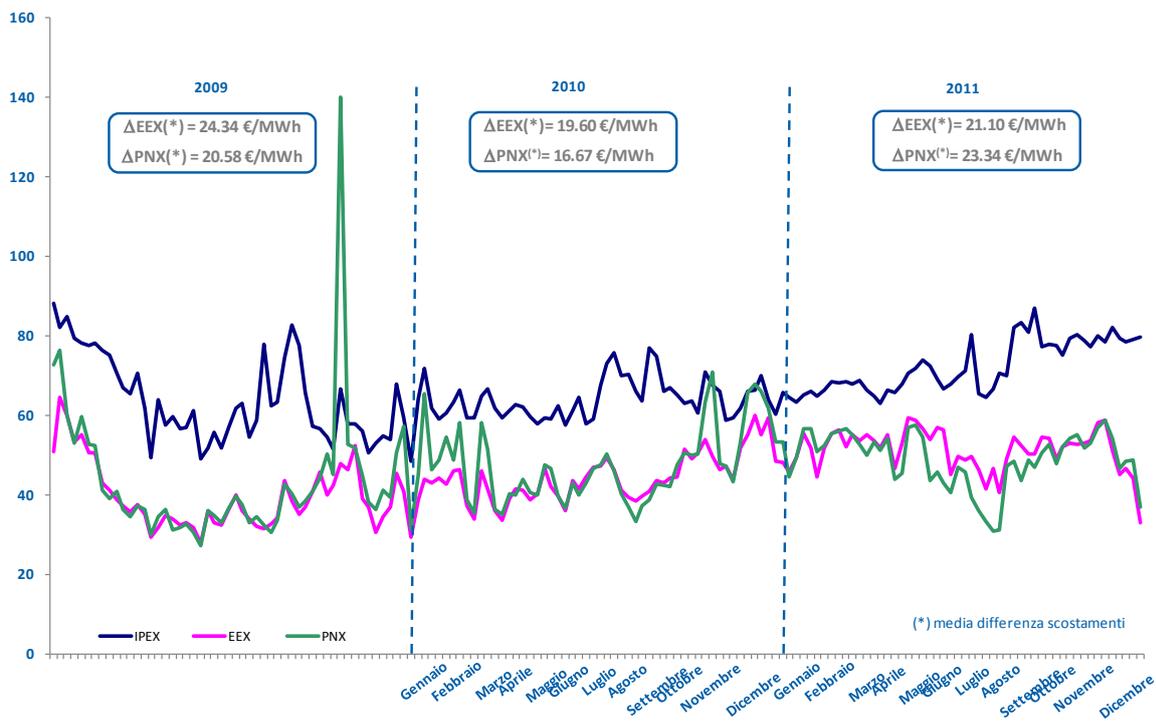


Figura 16 – Andamento settimanale Borse Europee, Gennaio 2009 – Dicembre 2011

### 2.3.2 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.

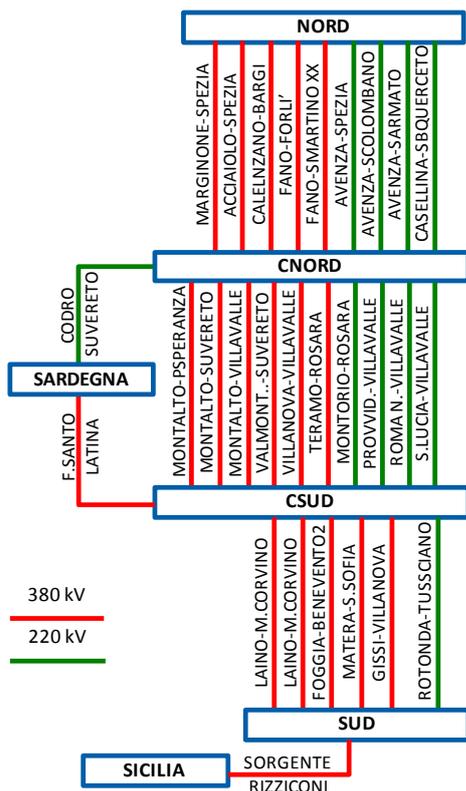
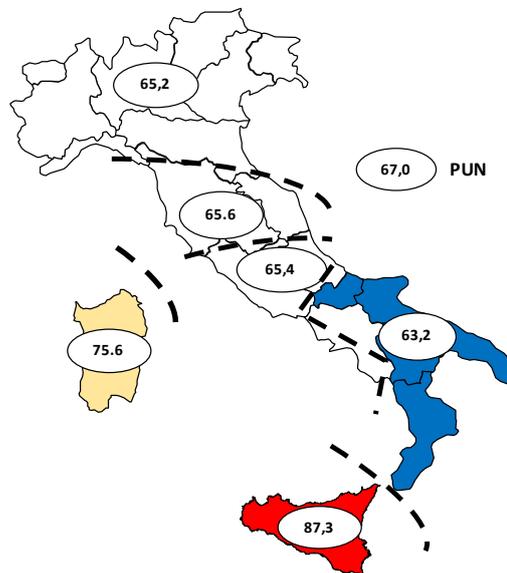


Figura 17 – Assetto zonale

La configurazione, così come indicato in Figura 17, è quella in vigore dal 1 gennaio 2009.

Nella Figura 18 sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nell'MGP e sono evidenziate le sezioni con la maggiore frequenza di congestione. Quanto più elevata 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. Si evidenzia anche una timida ripresa dei consumi con relativo aumento dei prezzi.



Fonte dati: GME

Figura 18 – Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2010 – giugno 2011)

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.

La Figura 19 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Per l'anno 2011 si è registrato un ammontare complessivo di circa 164 milioni di Euro.

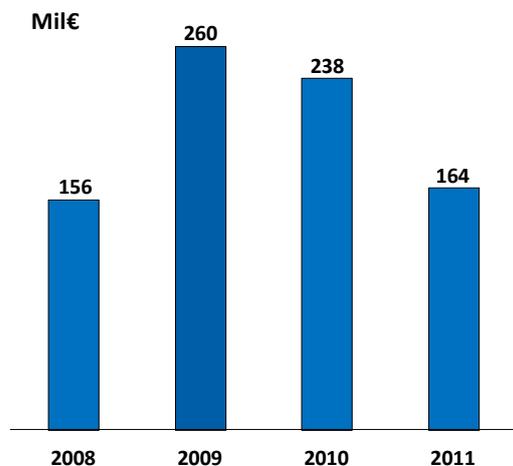


Figura 19 – Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

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 3 riporta i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui, nel periodo luglio 2010 – giugno 2011, 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 2009/2010, si è verificata una considerevole diminuzione della rendita da congestione principalmente tra la zona Sud e la zona Centro – Sud da ricondurre al ripristino dei limiti di scambio precedentemente ridotti per lavori sulla dorsale adriatica.

Tabella 3 – Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2010 – giugno 2011)

Zone interessate	Ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Sud → Centro Sud	1.382	13	42
Rossano/Brindisi → Sud	594	6	22
Centro Sud → Sardegna	1.611	15	10
Rossano → Sicilia	4.370	41	9
C.Sud → C. Nord	580	5	6
Nord → Centro Nord	250	2	3
C.Nord → C. Sud	188	2	3

Le rendite da congestione (particolarmente alte tra le zone Sud/Centro Sud, Brindisi/Sud e

Rossano/Sicilia) sono un chiaro indice del differenziale di prezzo zonale che nasce dalla saturazione dei limiti di transito tra le zone di mercato. L'incremento delle ore di congestione riscontrate sul collegamento Centro Sud/Sardegna è in parte spiegato anche dalla consistente diminuzione delle stesse sul collegamento Centro Nord/Corsica

Dall'analisi del comportamento del mercato, risultano sature nell'attuale configurazione zonale:

- la sezione Sud – Centro Sud, nel verso sud – nord;
- le sezioni che limitano i poli di generazione Brindisi e Rossano verso la zona Sud;
- la sezione Sicilia – Rossano, in entrambi i versi continente – isola, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali.

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 20 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2011 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.36 (29/08/2011 – 04/09/2011) di rientro dalle ferie estive, ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a circa 107 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a circa 86 €/MWh.

Medie PUN Gennaio 2011 - Dicembre 2011

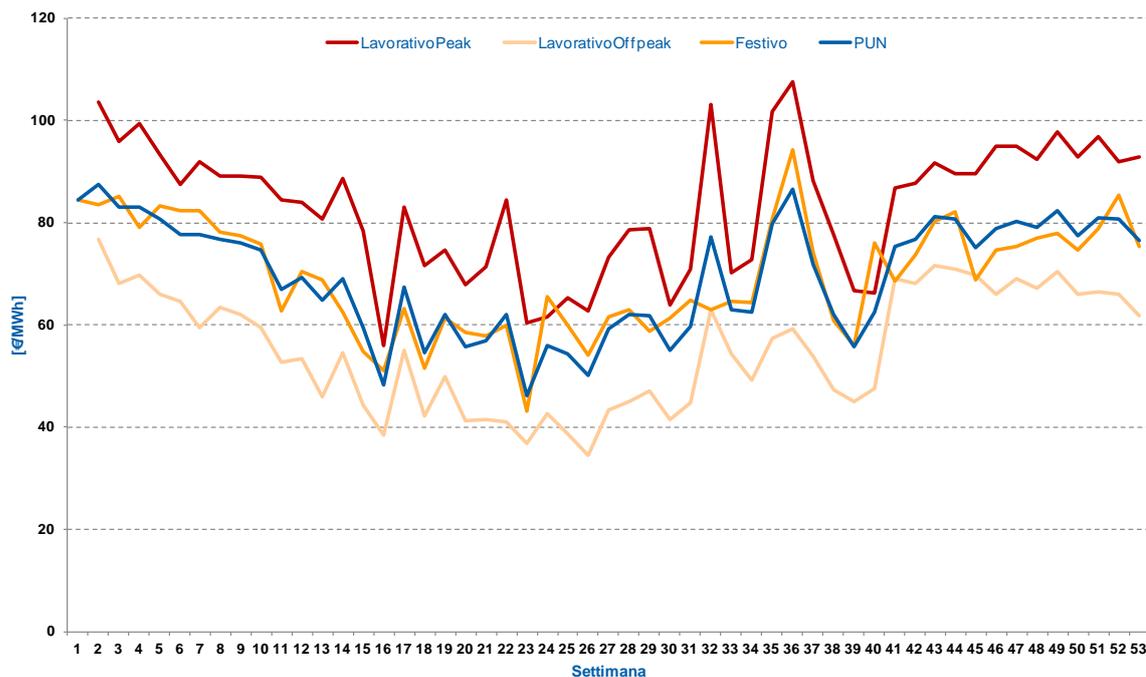


Figura 20 – Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2011 – dicembre 2011)

#### 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.

Le analisi effettuate dall’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas hanno consentito di rilevare alcune deficienze strutturali della rete, evidenziando 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).

Si è potuto verificare che, 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 e, in particolare, dell’operatore maggiormente dominante.

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 inquadrate 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 le importanti differenze nella distribuzione territoriale e nella titolarità della capacità di generazione che si verrà a determinare nell’orizzonte di Piano.

### 2.3.3 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 2012 l'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza è limitata agli impianti indicati nella Tabella 4.

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 si applicano alla capacità essenziale che l'Unità di Dispacciamento intende contrattualizzare e 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 4 – Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto	Motivazione
Augusta	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale. Tali criticità saranno ridotte notevolmente con la realizzazione delle opere correlate alla Paternò-Pantano-Priolo.
Bari	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale. Tali criticità potranno essere superate in seguito alla realizzazione della nuova SE 380/150 kV di Palo del Colle.

Centro Energia Ferrara	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza dell'area, in particolare la zona industriale di Ferrara, ed una migliore distribuzione dei flussi di energia sulla rete. Tali criticità potranno essere superate a valle della realizzazione delle opere per il Riassetto rete di Ferrara.
Milazzo	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione in sicurezza della porzione di rete 150 kV locale. Tali criticità saranno superate con la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi e del riassetto rete 150 kV di Messina.
Monte Martini	Il gruppo turbogas della c.le, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza città di Roma.
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 nei pressi della CP Filettole.
Porto Empedocle	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud occidentale della Sicilia. Il vincolo all'essenzialità potrà essere ridotto in seguito alla installazione del reattore nella stazione 220 kV Cattolica Eraclea. Eventuali vincoli residui di sicurezza della rete locale potranno essere superati con la realizzazione delle opere di piano previste nell'area.
Fiumesanto	La c.le risulta essenziale per migliorare la stabilità delle tensioni nel nord della Sardegna. Tale condizione sarà superata mediante l'installazione di un compensatore sincrono nella stazione 380 kV di Codrongianos.
San Filippo del Mela 220 kV	La c.le risulta essenziale per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente – Rizziconi e del riassetto rete 150 kV di Messina.
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 del riassetto rete 150 kV di Messina.
Sulcis	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud della Sardegna. Il vincolo sarà ridotto in seguito all'installazione presso la SE 220/150 kV Sulcis di una batteria di condensatori.

Trapani turbogas	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 220 kV della Sicilia occidentale in particolari assetti di esercizio e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno notevolmente ridotte in seguito alla realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Partanna-Ciminna e dell'elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore.
------------------	--

Tabella 5 – Impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isole Tremiti	C.le "Germano Giacomo"	Germano Industrie Elettriche S.r.l.
Isola di Levanzo	Levanzo	Impresa Campo Elettricità I.C.E.L. S.r.l.
Isola di Favignana	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.
Isola di Lampedusa	C.le elettrica - Lampedusa	S.E.L.I.S. Lampedusa S.p.A.
Isola di Linosa	C.le elettrica – Linosa	S.E.L.I.S. Linosa S.p.A.
Isola di Marettimo	C.le elettrica – Marettimo	S.E.L.I.S. Marettimo S.p.A.
Isola del Giglio	C.le termoelettrica Isola del Giglio	Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Pantelleria	C.le elettrica – Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.
Isola di Stromboli	Stromboli	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Ginostra	Enel Produzione Spa
Isola di Panarea	Panarea – Lipari	Enel Produzione Spa
Isola di Alicudi	Alicudi – Lipari	Enel Produzione Spa
Isola di Filicudi	Filicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia – Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di Ventotene	Ventotene	Enel Produzione Spa
Isola di Vulcano	Vulcano termo	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	S.Marina Salina	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	Malfa	Enel Produzione Spa
Isola di Ustica	C.le D'Anna e Bonaccorsi	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c.
Isola di Ponza	C.le Giancos	Società elettrica Ponzese S.p.A.

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 31/12/2012 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In Tabella 5 si riporta l'elenco delle suddette unità.

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

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

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

Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure, meno frequentemente, 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 rendendo 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 21 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti – nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2010/2011 – 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 Sicilia e Nord.

Ciò è in parte dovuto, da un lato (Sicilia) alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento, dall'altro (Nord) alla maggiore incidenza delle importazioni di energia a basso costo dall'estero, ed in generale da problemi di congestioni e tensione che condizionano l'impiego degli impianti di produzione.

Rispetto allo stesso periodo del 2010, si è verificata una sostanziale diminuzione (-30%) degli avviamenti a programma dovuta alle azioni messe in campo da Terna per continuare a minimizzare i volumi scambiati sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento, come da delibera AEEG 213/09.

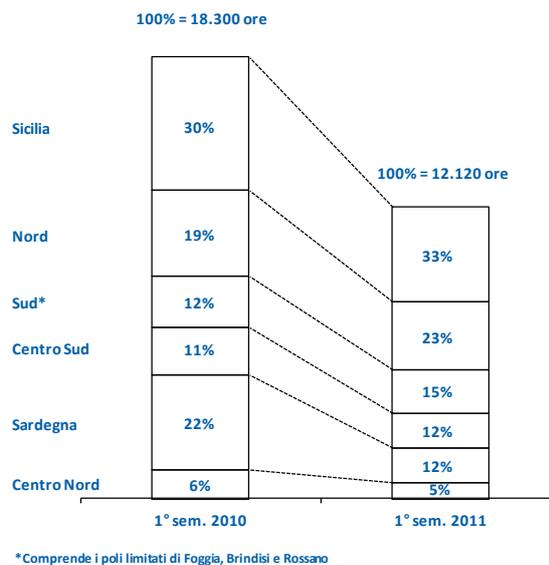


Figura 21 – Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato

Nella Figura 22 è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati agli avviamenti a programma di unità produttive nel MSD nel periodo Luglio 2010 – Giugno 2011, confrontati con la previsione di domanda zonale utilizzata ai fini dello svolgimento del MSD. In particolare l'onere associato agli avviamenti a programma è stato valutato considerando quale onere unitario da applicare alla quantità in avviamento, il differenziale tra il prezzo offerto a salire dell'unità avviata, che Terna riconosce alle unità avviate, e il prezzo medio a scendere contestualmente registrato sul MSD, che Terna riceve dalle unità selezionate a scendere per bilanciare le azioni di avviamento e riportare in equilibrio il sistema.

Dall'analisi della Figura 22 si può notare che oltre il 70% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla Sicilia dal Sud e dal Centro Sud che rappresentano circa il 30% del fabbisogno di energia elettrica del Paese registrato nel periodo di riferimento.

Rispetto al periodo luglio 2009 – giugno 2010, si è verificata una riduzione degli oneri dovuti al ricorso al mercato del servizio di dispacciamento pari a circa il 15% passando da circa 950 Mln€ del periodo luglio 2009 – giugno 2010 a circa 805 Mln€ del periodo luglio 2010 – giugno 2011.

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.

Al sud l'approvvigionamento di risorse di generazione è dovuto principalmente alle attuali carenze strutturali del sistema di trasmissione primario in AAT che collega i poli produttivi della Calabria ai centri di carico della Campania. 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.

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.

In Sicilia, ed in misura minore in Sardegna, le unità chiamate a produrre nel MSD sono funzionali a:

- controllare le tensioni in caso di avaria di unità di produzione nel sud dell'Isola;
- assicurare adeguati margini di riserva di potenza nella parte nord dell'Isola.

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.

## 2.4 Scenari di riferimento

La pianificazione degli sviluppi della rete richiede l'aggiornamento annuale degli scenari previsionali a medio e lungo termine, richiedendo uno sforzo continuo di analisi dello stato attuale e sintesi dei diversi driver. Nel merito, al fine di migliorare il processo di elaborazione degli scenari futuri, il Piano di Sviluppo di Terna raccoglie le valutazioni e gli studi di settore promossi da aziende indipendenti. Il paragrafo successivo tratta la definizione della base dati per l'elaborazione di un set di scenari evolutivi a medio e lungo termine, focalizzati rispettivamente agli anni obbiettivi n+5 e n+10; su ciascun orizzonte temporale il processo di pianificazione esamina l'eventuale insorgere di

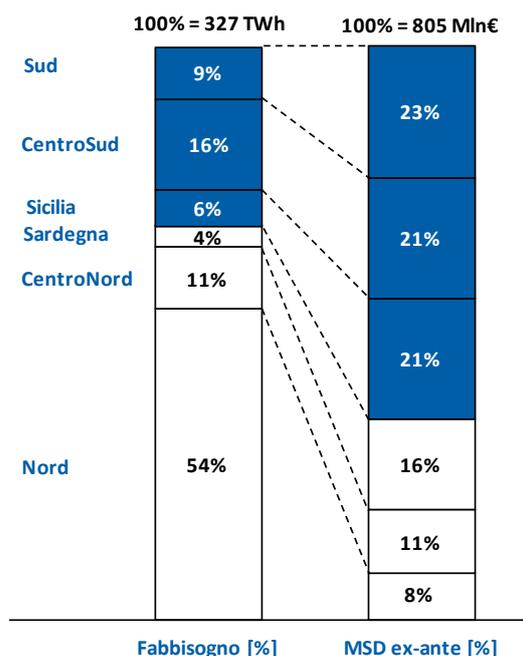


Figura 22 – Oneri MSD su consumi per zona di mercato (luglio 2010 – giugno 2011)

criticità ed esigenze di sviluppo della rete ed i necessari rinforzi associati.

Inoltre, si illustrerà uno scenario alternativo (cfr. par. 2.4.2) di massima che prevede una riduzione dei consumi ed un incremento della produzione da fonti rinnovabili, con macrovalutazioni e previsioni sui conseguenti possibili sviluppi della RTN.

Nel par. 2.5.6 si fa riferimento al concetto di rete intelligente, ovvero Smart Grid, mostrando quali siano i provvedimenti in corso che Terna sta adottando al fine di garantirne l'attuazione.

#### **2.4.1 Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo**

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

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso, costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di alcune principali grandezze esogene:

- la crescita del fabbisogno di energia<sup>15</sup>;
- la crescita della potenza elettrica;
- 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 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 Terna.

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2021 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**

Il contesto energetico attuale non appare uniforme in tutti i settori. Sulla base di un confronto dei dati

provvisori relativi al 2011 con il corrispondente periodo del 2010, si osserva che la richiesta di energia nazionale è stata soddisfatta per il 64,7% da termoelettrico, il 14,3% da idroelettrico, il 2,9% da eolico, il 2,8% da fotovoltaico, l'1,6% da geotermico e per la restante quota del 13,7% dal saldo con l'estero.

Dopo il recupero della domanda energetica nel 2010 (+3,2% rispetto al 2009) che aveva in parte colmato il pesante cedimento del periodo 2008-2009, l'energia richiesta in Italia nel 2011 sulla base dei dati provvisori ha fatto registrare ancora un positivo +0,6% rispetto all'anno precedente.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione ed in considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica, in Europa e nel Paese si è ritenuto opportuno adottare una particolare cautela nel prevedere una espansione dell'intensità elettrica italiana nello scenario base.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- "di sviluppo" (superiore), soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica, si ipotizza per il periodo 2010-2021 una crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,9% per anno, valore che si colloca sostanzialmente in linea con l'andamento storico;
- "scenario base" (inferiore) ad intensità elettrica contenuta, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica inferiore allo zero, -0,2% p.a., sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.

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

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

<sup>15</sup> Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario".

Nello scenario economico ora considerato si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2010 – 2021, di una crescita media annua del PIL del 0,8%<sup>16</sup>.

L'andamento negli ultimi quarant'anni della domanda di energia elettrica in Italia ha avuto un profilo di crescita regolare, eccezion fatte le crisi energetiche a cavallo degli anni '70 e '80. Tuttavia già nel 2007 la domanda di energia elettrica aveva manifestato un incremento relativamente modesto rispetto all'anno precedente (+0,7%). Nel 2009, si osserva la caduta della richiesta elettrica a 320,3 TWh, corrispondenti a -5,7% rispetto al 2008. Si tratta di un fenomeno rilevante, che non aveva riscontro nei quarant'anni precedenti.

La previsione di medio-lungo termine della domanda di energia elettrica nello scenario di sviluppo è ottenuta a partire da una previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e PIL. La grandezza che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica<sup>17</sup>.

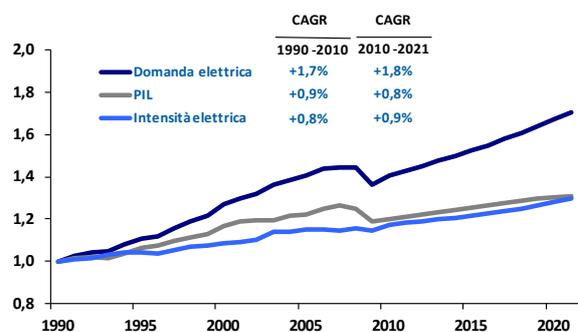


Figura 23 – Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica

Nel periodo 2010 – 2021 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1,8% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore), corrispondente a 400 TWh nel 2021.

Nel 2016, anno intermedio al periodo 2011 – 2021, si ipotizza nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a 364 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2010 – 2016 pari a +1,6%. In questo scenario, il livello della domanda elettrica degli anni 2007-2008, circa 340 TWh, sarà nuovamente toccato già dal prossimo anno. Nel secondo semiperiodo, anni 2016 – 2021, il tasso di crescita sarà pari a +1,9% per anno.

In Figura 23 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di

<sup>16</sup> Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2009 – www.prometeia.it.

<sup>17</sup> L'intensità elettrica è la quantità di energia elettrica (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 1,0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1990 – i consuntivi fino al 2010 e le previsioni fino al 2021.

Dal 2010 al 2021, nello scenario di sviluppo, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,8% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macroaree geografiche in cui è ripartito il Paese non è omogenea. In particolare, la dinamica della domanda è attesa più vivace al Sud con un tasso medio annuo del 2,3%; al Centro l'aspettativa di crescita della domanda è in linea con la media nazionale, 1,8%. Con una crescita di poco inferiore a quella media nazionale figurano le Aree del Nord Italia e le Regioni insulari, ambedue con un tasso di sviluppo +1,6% per anno come illustrato in Figura 24.

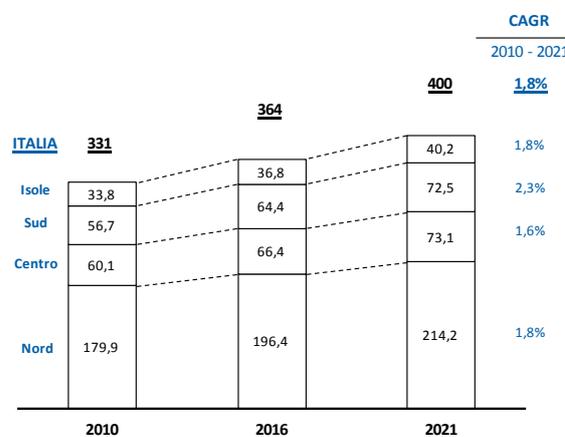


Figura 24 – Previsione della domanda nelle aree geografiche (TWh)

Per quanto riguarda i principali settori di consumo – e con riguardo allo scenario di sviluppo – l'industria, con un consumo atteso di 147 miliardi di kWh, si conferma ancora il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici ma con un peso in riduzione: nel 2021 la quota dei consumi industriali è stimata inferiore alla metà dei consumi, 39% circa, con uno sviluppo (+0,6% per anno) al di sotto di quello medio.

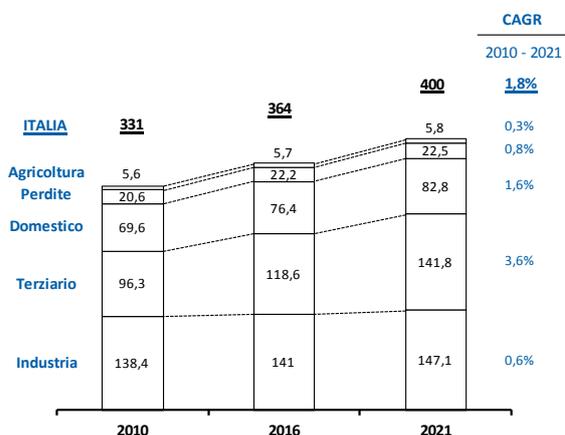


Figura 25 – Previsione dei consumi settoriali (TWh)

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento poco più dinamico delle industrie non di base (per la produzione di beni finali<sup>18</sup>, ivi incluse le altre industrie: +0,9% medio per anno) ed un andamento quasi stazionario per le industrie dei beni intermedi<sup>19</sup> (+1,2%).

Il terziario si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+3.6%). Nel 2021 il settore terziario dovrebbe raggiungere i 142 TWh con una quota del 38% nella struttura dei consumi, analoga alla quota del settore industriale.

Con un tasso medio annuo di crescita del +1,6% sull'intero periodo, il settore domestico verrebbe a detenere nel 2021 una quota dei consumi elettrici pari al 22%, pari a circa 83 TWh, invariata rispetto al 2010.

Sostanzialmente stabile il peso del settore agricolo nella struttura dei consumi (circa 1,6% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso del +0,4% (cfr. Figura 25).

### Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 26 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel ventennio dal 1990 al 2011. In Italia, la punta del sistema elettrico si è sempre manifestata in inverno, tranne che nel 2006, nel 2008 e nel 2009. Nel 2007, a riprova che in questi anni la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale non è consolidata, la punta annuale è stata in inverno allorché il 18 dicembre 2007 alle ore 17 si sono raggiunti i 56.822 MW<sup>20</sup>, con un incremento di +2,2% rispetto alla punta (estiva) del 2006. Viceversa, nel 2008 e nel 2009 la punta massima è stata raggiunta in estate rispettivamente con 55.292 MW, il 26 giugno 2008 e 51.873 MW, il 17 luglio 2009. Tali valori, più bassi rispetto al trend degli ultimi anni, sono da attribuirsi agli effetti della crisi economico-finanziaria verificatasi a partire dalla seconda metà del 2008. Il 2010 ha confermato la tendenza nell'aver una punta estiva superiore a quella invernale, rispettivamente di 56.425 MW e 54.925 MW. Nel 2011 si è raggiunto il picco estivo pari a 53.668 MW il giorno 13 luglio ed il picco invernale pari a 52.010 MW il giorno 25 gennaio.

<sup>18</sup> Industrie alimentari, del tessile-abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

<sup>19</sup> Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

<sup>20</sup> Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

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

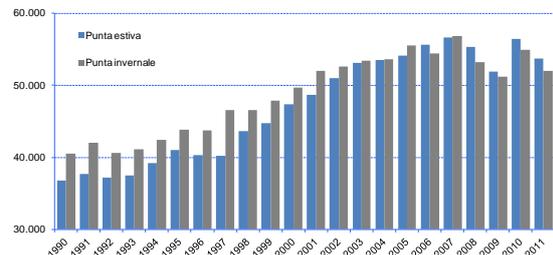


Figura 26 – Carico massimo sulla rete italiana – 1990 – 2011 (MW)

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

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. Figura 27) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6.000 h/anno (curva *ore invernali*). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 h/anno. Dal 2004 si sono avuti nuovi ripetuti picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale – l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore – che hanno comportato lo spostamento della media mobile su valori decisamente superiori a 6.000 h/anno.

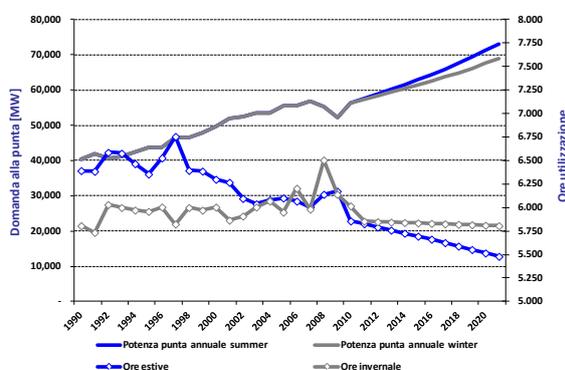


Figura 27 – Consumativi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva

ore estive). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 h/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza ha subito un rallentamento ma ormai le ore di utilizzazione estive si sono attestate sullo stesso ordine di grandezza 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 2021 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.480 h/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 73 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 17 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2010 (cfr. Tabella 6). Nella stessa tabella è riportata anche l'ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza che è invece correlata all'ipotesi di inverno medio.

Il grafico della Figura 27 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2010 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 6 – Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo di riferimento

Anno	Potenza
2010	56.425 MW
2017 ipotesi bassa/alta	64/66 GW
2021 ipotesi bassa/alta	69/73 GW

### Sviluppo del parco produttivo termoelettrico

Nel corso degli ultimi anni, 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), 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, con un incremento della potenza di circa 24.000 MW elettrici.

Nella Figura 28 viene visualizzata la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2011 dove circa il 38% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese ed il 43% è localizzato nel Sud.

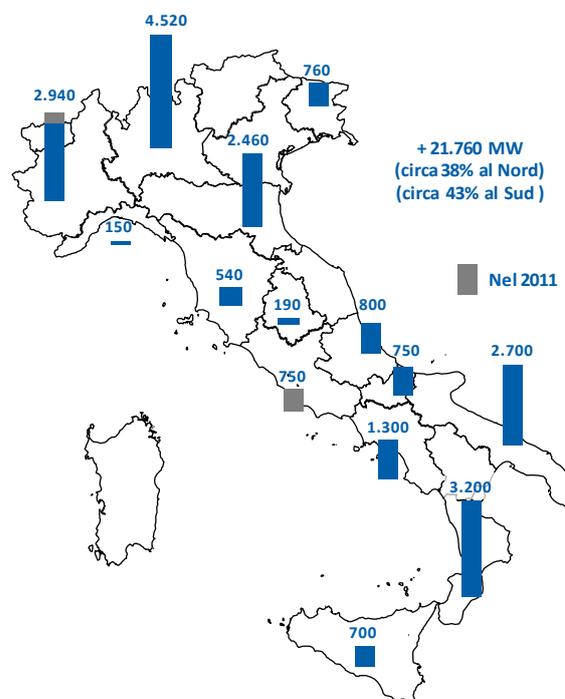


Figura 28 – Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2011 (MW)

A questi si aggiungono (Figura 29) ulteriori impianti autorizzati (con i cantieri non ancora avviati) localizzati in Lombardia, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per più di 4.000 MW atteso negli anni futuri. Non sono presenti cantieri in costruzioni.

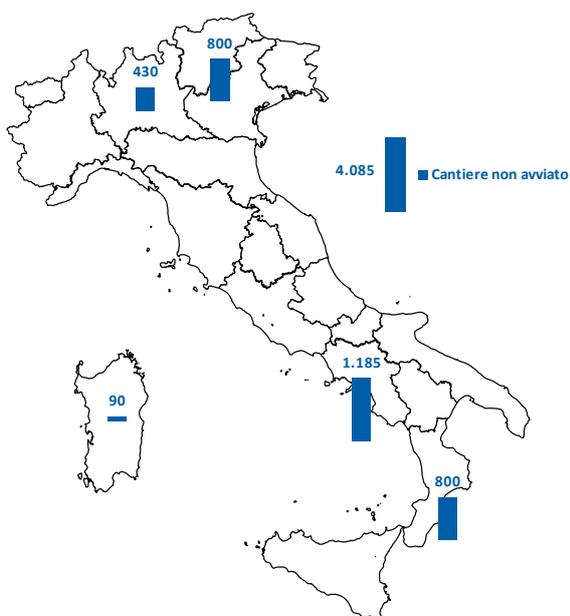


Figura 29 – Stima potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2012 (MW<sup>21</sup>)

Si ricorda che nel corso del 2010 si è conclusa positivamente l'istruttoria per l'autorizzazione della conversione a carbone della centrale termoelettrica di Porto Tolle, che, pur non comportando un incremento netto della potenza disponibile, si traduce nell'ingresso di nuova capacità produttiva a basso costo nel mercato dell'area Nord.

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

L'autorizzazione alla costruzione della centrale a ciclo combinato di Loreo contribuisce ad incrementare la potenza installata nell'alto adriatico preconfigurando nuove possibili criticità tra il Nord ed il Centro-Nord; similmente l'autorizzazione delle centrali di Benevento da 385 MW e Presenzano da 800 MW a ciclo combinato potrebbero creare possibili criticità tra le aree Sud e Centro Sud.

Come verrà meglio illustrato nel par. 2.5, questa distribuzione di nuova potenza potrebbe determinare nel breve-medio periodo un aggravio delle congestioni del sistema di trasmissione, soprattutto sulla sezione Nord-Centro Nord e Sud-Centro Sud. Nel lungo periodo, con l'equilibrarsi della nuova capacità produttiva e soprattutto in seguito all'entrata in servizio dei rinforzi di rete programmati, tale fenomeno

<sup>21</sup> La riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle non introduce un incremento di potenza installata del parco produttivo termoelettrico in quanto è prevista la dismissione degli attuali gruppi ad olio e la ricostruzione della centrale a carbone per una potenza complessiva di circa 1.980 MW.

dovrebbe attenuarsi, ma non si può escludere il rischio inverso che possano manifestarsi nuovi vincoli di esercizio sulle sezioni di rete interessate dal trasporto delle produzioni meridionali verso le aree di carico del Centro-Nord principalmente in relazione al forte sviluppo di nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili al Sud e nelle isole maggiori.

Nella Figura 30 si riporta invece il quadro cronologico riepilogativo della nuova potenza entrata in esercizio dagli anni 2002-2003 e che ad oggi si prevede possa essere disponibile alla fine di ciascun anno fino al 2013, in base alle informazioni ricevute dalle diverse società titolari delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti termoelettrici. Come è possibile osservare, considerando anche quanto riportato in Figura 29, non si prevedono nuove realizzazioni significative di impianti di produzione termoelettrici nel corso del 2012.

Nella macrozona Sud si sono completati tutti i cantieri che l'anno precedente risultavano ancora in corso, mentre esistono ancora centrali per un complessivo di circa 2.700 MW che non hanno ad oggi avviato i cantieri.

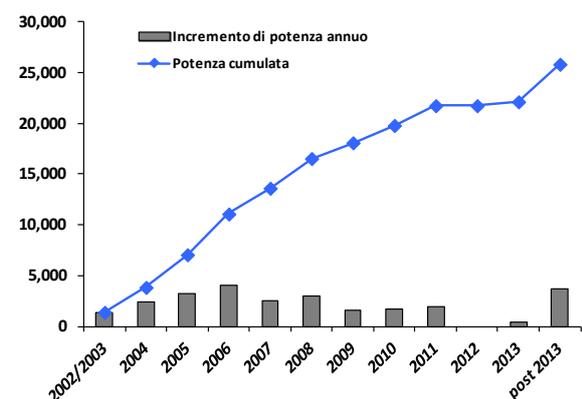


Figura 30 – Potenza annuale disponibile e cumulata entrata in servizio e previsionale (MW)

In Figura 31 sono riportate le future iniezioni di potenza legate alla realizzazione della Merchant-Line tra l'Italia e l'Albania e dall'interconnessione con il Montenegro.

Le due nuove interconnessioni HVDC sottomarine, con l'aggiunta della potenza della centrale di San Severo, entrata in esercizio nel 2010, in aggiunta alla nuova produzione da fonte rinnovabile al Sud, determina la necessità di sviluppare ulteriormente la rete di trasmissione del Mezzogiorno (in particolare sulla sezione Sud-Centro Sud), in modo da aumentare la magliatura della rete, rendere pienamente disponibile la nuova potenza e veicolarla senza limitazioni verso i centri di carico.

Oltre alle ragioni suddette, la realizzazione degli interconnector sulla frontiera Nord unitamente alla futura centrale di Torino Nord, alla conversione a

carbone dell'attuale centrale di Porto Tolle e alla prevista centrale in ciclo combinato di Loreo, evidenziano la necessità di un opportuno sviluppo della rete anche nel Centro e nel Nord del Paese (Figura 32).

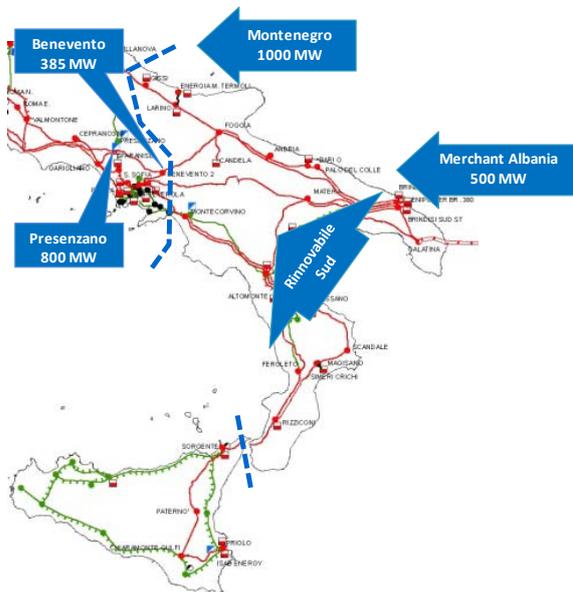


Figura 31 – Nuove iniezioni di potenza nell'area Sud

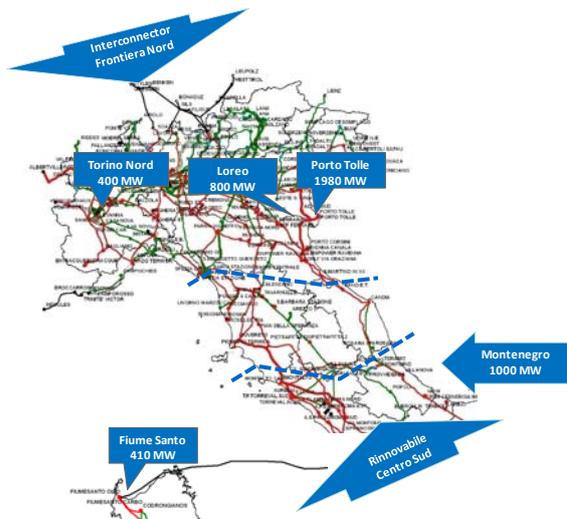


Figura 32 – Nuove iniezioni di potenza – area Centro e Nord

### 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.

Questi impianti sono tuttavia caratterizzati da una fonte primaria discontinua che non rende possibile l'utilizzo a programma della potenza installata.

In Figura 33 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. La maggior parte delle richieste di connessione pervenute a Terna riguarda impianti localizzati in tali aree.

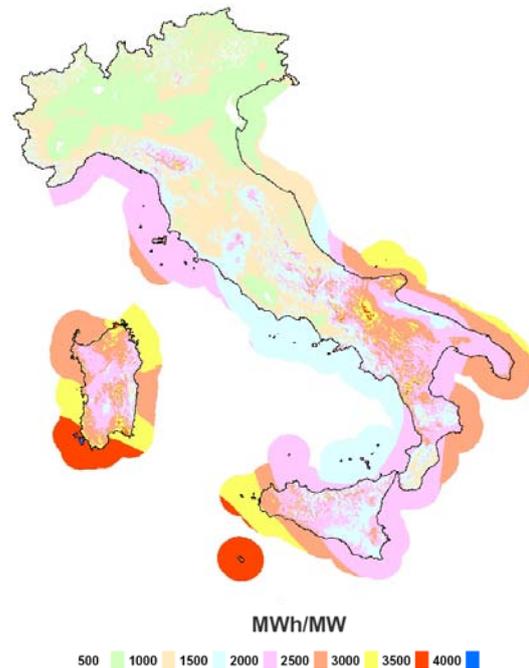


Figura 33 – Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

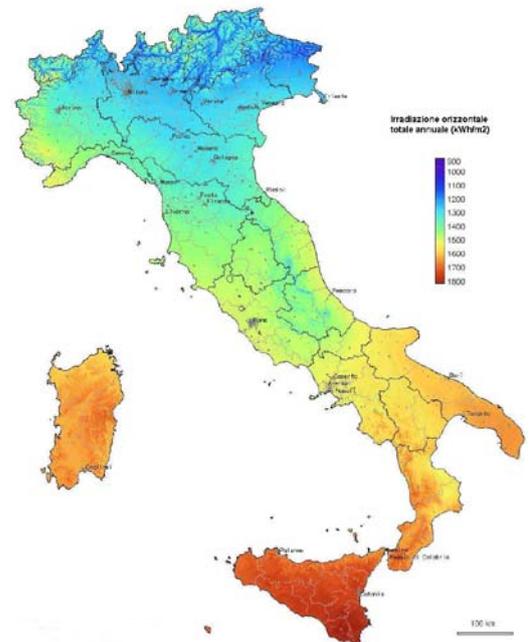


Figura 34 – Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

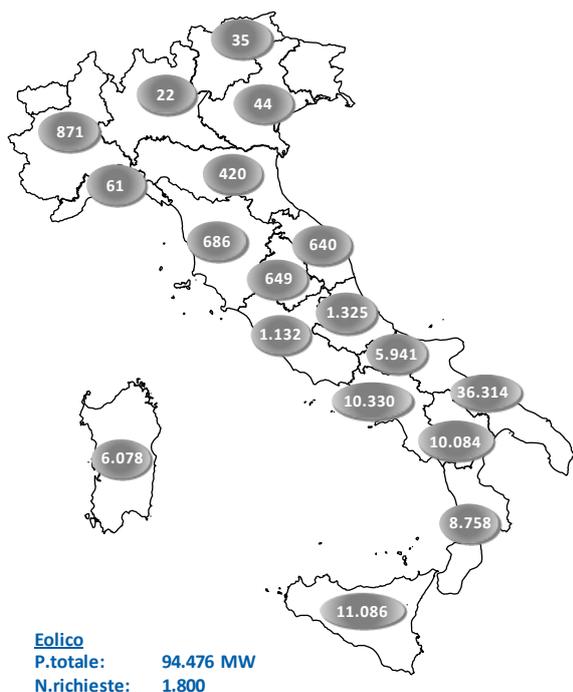


Figura 35 – Richieste di connessione di impianti eolici al 31 dicembre 2011 (MW)

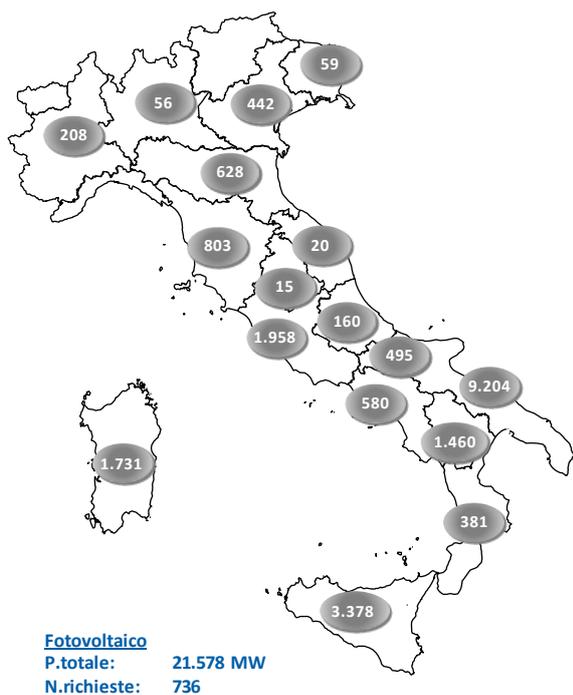


Figura 36 – Richieste di connessione di impianti fotovoltaici al 31 dicembre 2011<sup>22</sup> (MW)

In totale le richieste di connessione di impianti eolici e fotovoltaici alla rete elettrica di trasmissione nazionale ammontano a circa 115.000-120.000 MW come evidenziato nella Figura 35 e nella Figura 36.

Tuttavia statisticamente il numero di impianti effettivamente realizzati risulta molto inferiore rispetto alle richieste e pertanto non è possibile

<sup>22</sup> I dati non includono impianti di taglia inferiore ai 10 MVA per i quali è stata presentata la richiesta di connessione alla rete in media tensione.

costruire sulla base delle richieste di connessione uno scenario attendibile che mostri l'evoluzione futura del parco produttivo eolico e fotovoltaico.

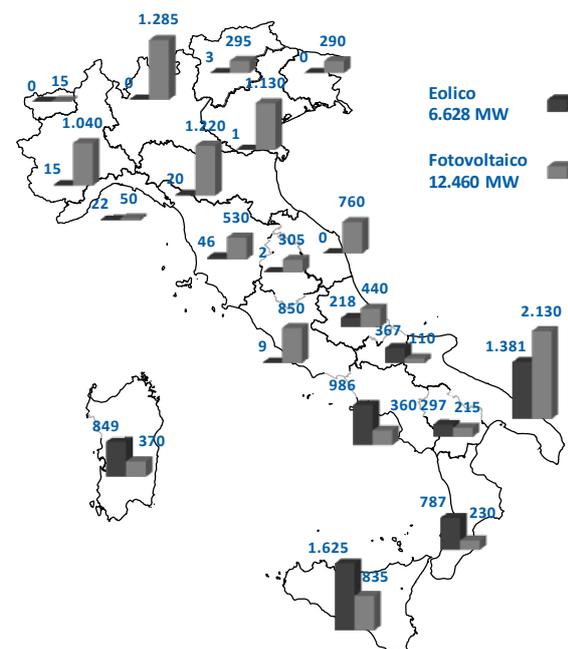


Figura 37 – Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2011

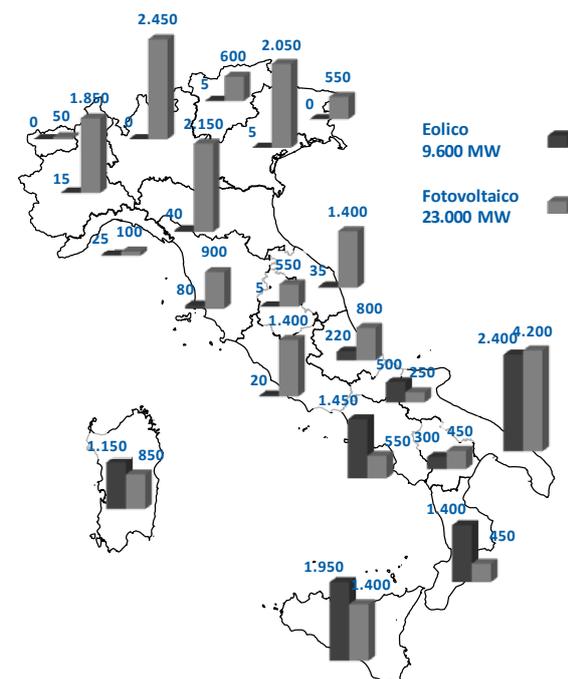


Figura 38 – Previsione al breve-medio periodo di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica (MW)

Nella Figura 37 e nella Figura 38 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2011<sup>23</sup>, nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo. I criteri di definizione degli scenari della capacità futura da fonte eolica e fotovoltaica partono dalla capacità installata attuale, e per quanto riguarda in particolare la fonte eolica si elaborano i dati relativi

<sup>23</sup> Su base dati provvisori da consolidare nel 2012.

agli impianti con cantiere avviato e autorizzati sulla base dei quali si costruisce lo scenario nel breve – medio termine di installato (9.600 MW). Per ciò che concerne la fonte fotovoltaica si è tenuto conto dell'andamento degli incentivi previsti dal "IV Conto Energia" differenziato per classe di impianto: piccoli ( $P \leq 200 \text{ kW}$ ), medi ( $200 \text{ kW} < P \leq 1000 \text{ kW}$ ) e grandi impianti ( $P > 1000 \text{ kW}$ ). Tenendo conto dei nuovi vincoli per la costruzione di impianti fotovoltaici di grossa taglia e considerando l'ingente incentivo previsto dal "IV conto energia" relativamente agli impianti di taglia più piccola, la distribuzione regionale del fotovoltaico è basata sull'attuale capacità installata degli impianti di taglia minore di 1 MW. Ciò ha portato a una previsione di installato fotovoltaico nel breve medio periodo pari a circa 23.000 MW ben superiore al target PAN (Tabella 7) che peraltro risulta essere superato già dai valori di capacità installata nel 2011.

Tabella 7 – Target minimi al 2020 (fonte: PAN)

Fonte energetica	2005		2010		2020	
	GW	TW h	GW	TW h	GW	TW h
Idro	15,5	43,8	16,6	42,1	17,8	42,0
Geoterm.	0,7	5,3	0,7	5,6	0,9	6,7
Solare	0,03	0,03	2,5	2,0	8,6	11,4
Ondoso	0	0	0	0	<0,1	<0,1
Eolica	1,6	2,6	5,8	8,4	12,7	20,0
Biomasse	0,9	4,7	1,9	8,6	3,8	18,8
Totale	18,8	56,4	27,5	66,8	43,8	98,9

Particolarmente significativa è la situazione complessiva del Mezzogiorno in cui si potrà rendere disponibile circa 16.000 MW di capacità da fonte eolica e fotovoltaica che corrisponde a circa il 50% del previsto sul territorio nazionale.

Al fine di avere un'idea della capacità eolica che presumibilmente sarà disponibile nel medio – lungo periodo, è possibile costruire uno scenario che, partendo dalle previsioni di breve – medio termine, tende al raggiungimento dei target minimi definiti nel Piano di Azione Nazionale al 2020 che prevedono almeno 12.680 MW da eolico MW di cui 680 da impianti off – shore. Per quanto riguarda il fotovoltaico, lo scenario di lungo termine è fortemente dipendente da una molteplicità di fattori tra i quali il futuro quadro normativo e lo sviluppo tecnologico; ciononostante qualora i costi di installazione diventassero tali per cui l'investimento risultasse sostenibile anche senza ulteriori incentivi, si può pensare che nel medio-lungo periodo l'installato fotovoltaico potrà raggiungere 30 GW.

#### Interventi di sviluppo diretto per il potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero

Nella definizione degli scenari di sviluppo finalizzati alla previsione dell'evoluzione del sistema elettrico,

sono tenute in considerazione anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (di seguito interconnector), avanzate secondo il quadro normativo comunitario e nazionale vigente.

Il D.M. 21 ottobre 2005 stabilisce, infatti, modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso a terzi per linee di interconnessione in corrente continua o alternata che colleghino nodi – a tensione superiore o pari a 120 kV – appartenenti a reti elettriche di Stati diversi realizzate da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica.

Al fine di valutare l'impatto di tali interconnector privati sul sistema di trasmissione ed effettuare una stima preliminare dell'incremento di capacità di trasporto registrabile in import nel sistema elettrico italiano, vengono condotte attività di modellazione ed esame sia di uno scenario di breve – medio termine, sia di uno di più lungo periodo, avvalendosi anche di studi precedentemente elaborati nell'ambito di indagini sempre incentrate sulla valutazione del rafforzamento dell'interconnessione della rete italiana con quella dei sistemi elettrici confinanti.

Tenuto conto delle linee di interconnessione private già autorizzate, di ulteriori progetti di nuovi interconnector che presentano un iter autorizzativo già avviato e/o semplificato, e per i quali i proponenti hanno già coinvolto i gestori delle reti di trasmissione estere interessate, nel medio termine potrebbero prevedersi alla frontiera Nord interconnector privati che apportino un incremento di capacità stimabile in un valore compreso tra i 1.000 e i 2.000 MW. Tale valore è suscettibile di modifiche anche in base alla variazione dei punti di connessione degli interconnector e in base ai tempi effettivi di autorizzazione e realizzazione di interventi di sviluppo interni previsti nello stesso arco temporale.

Lo scenario di riferimento di lungo termine risulta più complesso anche perché lo spazio per ulteriori interconnector – specie sul livello AAT – appare strettamente legato all'evoluzione degli interventi allo stato attuale previsti o allo studio nel Piano di Sviluppo della RTN.

A tale proposito, tra le iniziative private entrate in esercizio nel corso del 2009 sulla frontiera Svizzera si segnala il collegamento 150 kV Tirano – Campo Cologno, mentre sono già autorizzate le interconnessioni AC a 132 kV Tarvisio – Arnoldstein (Austria) ed il collegamento sottomarino HVDC verso l'Albania.

## Interventi di sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero ai sensi della legge 99/2009

In attuazione dell'art.32, della Legge n. 99/2009 del 23 luglio 2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", Terna –assieme agli altri Gestori di rete confinanti – ha vagliato la possibilità di definire nuovi possibili corridoi elettrici di interesse comune nella forma di «interconnector» ai sensi del regolamento (CE) n. 1228/2003, nonché le necessarie opere di decongestionamento interno della rete di trasmissione nazionale, in modo che venga posto in essere un incremento globale fino a 2.000 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile.

La successiva Legge n. 41/2010 del 22 marzo 2010 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori" ha elevato tale target di ulteriori 500 MW, raggiungendo dunque un obiettivo di 2.500 MW di incremento della complessiva capacità di trasporto disponibile.

Nell'ambito di tali collaborazioni bilaterali, sono state identificate e condivise le direttrici elettriche preferenziali per la realizzazione di tali progetti e sono stati avviati gruppi di lavoro congiunti per la definizione puntuale dei benefici attesi in termini di incremento di capacità di importazione su ciascuna delle frontiere prese in esame.

Le attività di studio e di progettazione previste nel quadro delle suddette collaborazioni si articolano in forme e modalità diverse, a seconda della frontiera esaminata ed in relazione alle istanze manifestate dal Gestore di rete confinante interessato dal nuovo interconnector oggetto delle analisi. Ciononostante, metodologia e procedure sono state uniformemente adottate per quanto concerne la conduzione degli studi di rete, per i quali le previsioni di sviluppo dei rispettivi sistemi elettrici – ivi inclusi i Piani di Sviluppo nazionali – nonché le stime di evoluzione della produzione e della domanda, hanno contribuito alla definizione dello scenario di riferimento che è stato considerato per le analisi.

**Frontiera Francese:** nel merito di tali collaborazioni, gli studi con la Francese RTE tengono conto in particolare dei rinforzi già previsti nei precedenti Piani. Il nuovo interconnector in esame per incrementare la capacità commerciale di importazione disponibile dovrà essere associato a nuovi ulteriori rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di

collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai carichi del centro – nord Italia, attraverso una direttrice elettrica che potrà interessare preferenzialmente le regioni Liguria e Toscana.

**Frontiera Svizzera:** gli studi con la Svizzera SWISSGRID tengono conto dei rinforzi già previsti nei precedenti piani attraverso i quali si è valutato un incremento della capacità commerciale disponibile in importazione e dovrà essere associata a nuovi ulteriori rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dai nodi di collegamento degli interconnector, prossimi alla frontiera, ai carichi del nord – Italia. La direttrice elettrica potrà interessare le regioni Piemonte e Lombardia.

**Frontiera Slovena:** Nel merito di tali collaborazioni, gli studi con la Slovena ELES tengono conto in particolare dei rinforzi già previsti nei precedenti Piani. Il nuovo interconnector in esame per incrementare la capacità commerciale di importazione disponibile dovrà essere associato a nuovi ulteriori rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai centri di carico del Nord – Est Italia.

**Frontiera Austriaca:** in attuazione della Legge n.41/2010, è stato successivamente avviato da Terna anche un analogo processo di collaborazione con il Gestore di rete Austriaco, allo scopo di definire un intervento di interconnessione che potrà garantire un'ulteriore capacità di importazione commerciale disponibile non superiore a 500 MW. Nel merito di tali collaborazioni, gli studi con l'Austriaca VERBUND – APG tengono conto in particolare dei rinforzi già previsti nei precedenti Piani. Il nuovo interconnector in esame per incrementare la capacità commerciale di importazione dovrà essere associato a nuovi ulteriori rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai centri di carico del Nord Italia, con particolare interesse per l'area del Milanese. Attraverso, quindi, lo sfruttamento di direttrici elettriche già esistenti sarà possibile non solo garantire il pieno sfruttamento della capacità di interconnessione, ma anche aumentare i margini di affidabilità dell'alimentazione di aree ad elevata densità di carico.

**Frontiera Algerina:** al fine di raggiungere l'obiettivo di nuova capacità commerciale di importazione disponibile con il Continente Africano, sono in corso studi condivisi con il TSO Algerino SONELGAS. A tale

interconnector potranno essere associati i necessari rinforzi interni alla RTN, interessando sia la Sardegna che la penisola Italiana.

Facendo riferimento ai progetti di interconnessione e di rinforzo della rete interna descritti sopra e secondo quanto assegnato nel corso delle gare espletate da Terna negli anni precedenti per l'assegnazione della nuova capacità di importazione dall'estero, in aggiunta agli obiettivi di sviluppo già precedentemente pianificati, nei prossimi anni potranno essere raggiunti i seguenti obiettivi di incremento di capacità disponibile alla frontiera:

- Francia: +500 MW
- Svizzera: +700 MW
- Slovenia: +500 MW
- Austria: +500 MW
- Nord Africa: +300 MW

#### 2.4.2 Scenari energetici alternativi di medio/lungo termine

Nell'ambito delle politiche messe in atto dalla Comunità europea relativa al pacchetto Clima energia concordato nel dicembre 2008, si sono delineati nuovi scenari di sviluppo.

I due principali driver di riferimento per la pianificazione della rete di trasmissione, ossia produzione e consumo sono caratterizzati da evoluzione nel tempo ad oggi guidata da parametri per lo più di natura macro-economica; la valutazione di tali variabili non può prescindere dall'analisi di tematiche più generali, quali la maggiore attenzione al tema ambiente e le politiche governative sui temi energetici, nei modi e nella misura in cui le Autorità ne danno attuazione.

Gli obiettivi del Pacchetto energia – cambiamenti climatici così come definiti dal Consiglio Europeo nel marzo 2007 – si propongono, entro il 2020, di:

- ridurre del 20% le emissioni di gas serra, da portare al 30% in caso di accordo internazionale post Kyoto;
- grazie ai progressi tecnologici<sup>24</sup>, portare al 20% la quota di energie rinnovabili sul consumo di energia;
- migliorare del 20% l'efficienza energetica.

Con direttiva 2009/28/CE, il Parlamento ne ha stabilito gli obblighi, fissando in particolare per

l'Italia il 17% per la produzione da fonte rinnovabile (cfr. Figura 39).

Le politiche messe in atto dal governo nazionale nel corso degli ultimi anni, hanno costituito uno stimolo nella produzione rinnovabile, traducendosi da subito come *input* al processo di pianificazione della rete.

La possibilità di espandere le energie rinnovabili in Italia tiene conto della particolare configurazione del nostro territorio, della migliore collocazione della distribuzione territoriale delle fonti primarie rinnovabili (in particolare sole e vento), dei vincoli paesaggistici e della struttura della rete elettrica. Sulla base delle valutazioni preliminari sul potenziale teorico di produzione delle energie rinnovabili il Ministero dello Sviluppo Economico ha stabilito il target per ciascuna fonte energetica nel Piano di Azione Nazionale (PAN) del 30 giugno 2010. Nello stesso documento viene stimato il contributo totale previsto per ciascuna fonte al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 come di seguito sinteticamente riportato.

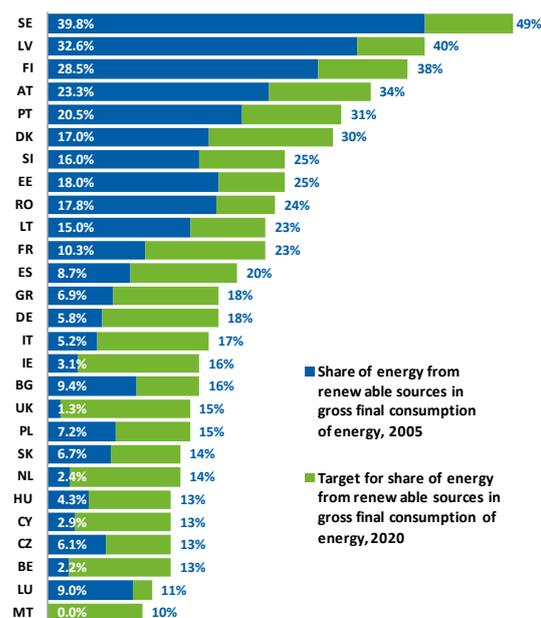


Figura 39 – Obiettivi della Direttiva Europea di produzione da fonti rinnovabili

Il potenziale rinnovabile si dovrebbe concentrare nelle regioni del Sud Italia dove è necessario creare le condizioni più idonee al fine di permettere lo sviluppo delle nuove iniziative, ipotizzando nuovi investimenti di sviluppo della RTN finalizzati a garantire la produzione degli impianti in servizio e favorire la connessione del futuro parco di generazione.

In merito all'attuazione delle politiche sulla riduzione dei consumi, prescindendo dalla contrazione registrata nel corso degli ultimi anni legata alla crisi economica e non a politiche virtuose, questa costituisce una grande sfida non

<sup>24</sup> I progressi tecnologici hanno permesso, ad esempio, di aumentare di 100 volte la potenza delle turbine eoliche, portandola in 20 anni da un valore di 50 kW a 5 MW per unità e riducendone i costi del 50%.

solo per l'intero settore elettrico ma anche per quello sociale.

Il target PAN prevede un consumo che tiene conto delle politiche di efficientamento energetico adottate a partire dal 2009 (definito come scenario di efficienza energetica supplementare) che a meno di leggere discrepanze corrisponde alle previsioni Terna (cfr. par. 2.4.1 "Previsioni della domanda di energia elettrica") nello "scenario base" (bassa intensità elettrica) pari a circa 355 TWh.

Se per concezione ambientale si intende l'attitudine protesa dagli individui, delle comunità e delle pubbliche istituzioni sul fronte della riduzione dei consumi energetici, la sfida della riduzione dei consumi si traduce non solo nell'utilizzo di tecnologie sempre più efficienti ma anche nella concreta ipotesi che nel prossimo futuro i consumatori siano parte attiva nel controllo dell'energia richiesta dalla rete di trasmissione, partecipando alla generazione distribuita su larga scala.

Per quanto attiene alle attività di cooperazione internazionale per lo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, a seguito della presentazione del Piano Solare Mediterraneo (il cui obiettivo è quello di prevedere l'installazione nella regione sud del Mediterraneo di 20 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili - principalmente solare - entro il 2020), si segnala la costituzione dell'Associazione dei gestori di rete dell'area mediterranea (Metso, cfr. par. 3.5).

L'associazione si propone come interlocutore principale di Medreg (Associazione dei regolatori del Mediterraneo) e ENTSO-E (Associazione europea dei gestori di rete) per l'integrazione dei sistemi energetici e per lo sviluppo della rete elettrica mediterranea. Il progetto nasce per lo sviluppo delle grandi reti elettriche del Mediterraneo, sfruttando la posizione strategica del nostro Paese come punto di scambio dell'energia tra il Nord ed il Sud dell'Europa, rappresentando l'hub energetico naturale tra il Nord Africa e l'Unione Europea. A tal proposito l'Italia, avendo già avviato in passato studi di fattibilità di interconnessioni con Algeria, Libia e Tunisia, potrebbe tra l'altro assumere un ruolo chiave nello sviluppo delle infrastrutture elettriche a supporto del suddetto Piano Solare.

## 2.5 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN

Nel presente paragrafo si descrivono le esigenze e le criticità della RTN rilevate mediante studi di rete nell'assetto previsionale. Sono state infatti analizzate, attraverso simulazioni di possibili scenari futuri, le aree dove, a seguito dell'incremento del fabbisogno stimato e/o della prevista entrata in

servizio di nuove centrali autorizzate, potrebbero verificarsi delle criticità per il sistema elettrico per problemi di sicurezza o adeguatezza.

### 2.5.1 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 anni (cfr. par. 2.4.1<sup>25</sup>) si è assistito a un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano. Integrando tali informazioni con le previsioni sull'import con le caratteristiche del parco produttivo attuale e confrontando i risultati ottenuti con la stima di crescita 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.

Come già accennato nei paragrafi precedenti, è inoltre opportuno considerare l'ulteriore variabile relativa alla disponibilità di energia a prezzi concorrenziali all'estero.

In particolare, nei prossimi cinque anni (Figura 40) si osserva nell'Europa Centro – Meridionale una crescita della disponibilità di generazione da fonte fossile, per effetto della componente gas, in Germania, in Italia e in Slovenia, e in maniera più contenuta della componente carbone, anche in questo caso in Germania, Italia e Slovenia. In controtendenza la Francia, dove la dismissione dei vecchi impianti tradizionali porterà a una riduzione di quasi 6 GW della disponibilità di generazione da fonte fossile.

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

Nel comparto nucleare iniziano a manifestarsi gli effetti "post Fukushima", in particolare in Germania, dove circa 8 GW (8 impianti) sono già stati spenti nel corso dell'estate 2011, è prevista la dismissione del restante parco produttivo entro il 2022. Anche in questo caso, come per la fonte fossile, la Francia si muove in controtendenza, con una crescita della disponibilità da fonte nucleare di circa 1,6 GW nei prossimi cinque anni.

<sup>25</sup> Sviluppo del parco produttivo nazionale

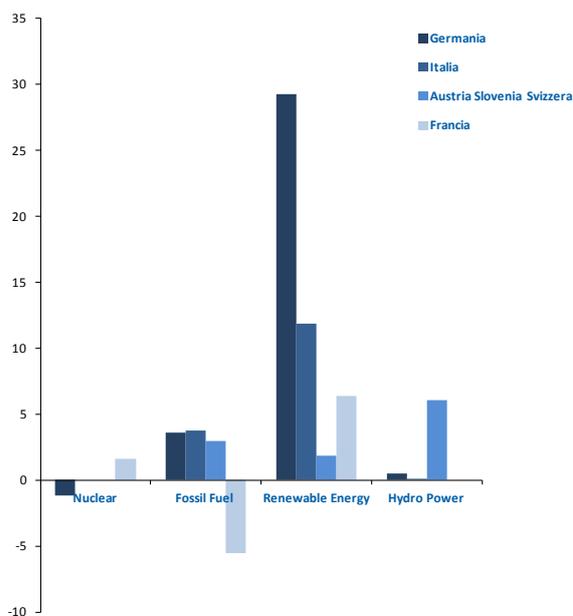


Figura 40 – Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2012 – 2016 (GW)  
(FONTE: ENTSO-E – System Adequacy Forecast – scenario B)

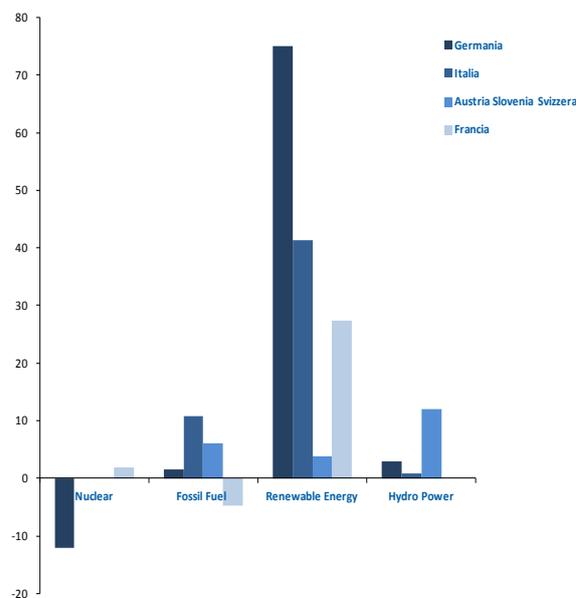


Figura 41 – Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2012 – 2025 (GW),  
(FONTE: ENTSO-E – System Adequacy Forecast – scenario B)

Sul lungo termine (Figura 41) non si evidenziano sostanziali modifiche dei trend riscontrati nel periodo 2012-2016, con l'eccezione della fonte tradizionale in Germania, dove si riscontra una riduzione di quasi 10 GW, fra impianti a carbone e lignite, compensata da una pari crescita della generazione da gas. Anche in Francia, a differenza del periodo 2012-2016, si osserva una contenuta variazione del trend con un incremento di 1 GW circa della fonte fossile nel periodo 2016-2025.

Del tutto simili a quelli riscontrati nel medio termine, invece, si mostrano i trend relativi allo sviluppo, fra il 2012 e il 2025 della fonte idrica, con la conferma di Austria e Svizzera, e dei comparti eolico e fotovoltaico (che costituiscono la grande parte della generazione rinnovabile) anche in questo caso, in particolare in Italia e Germania.

Il settore nucleare, infine, vedrà, fra il 2016 e il 2025, il totale fuori servizio degli impianti tedeschi, con una riduzione di ulteriori 11 GW circa rispetto al periodo 2016-2012 e una molto più modesta crescita all'interno del territorio francese.

Per identificare gli scenari rilevanti per la pianificazione della rete è necessario combinare le previsioni di evoluzione della domanda con le previsioni di evoluzione della generazione. Lo sviluppo del parco produttivo nazionale tuttavia è legato da un lato alla consistenza degli impianti autorizzati, dall'altro alla probabilità che tali impianti vengano effettivamente realizzati. In particolare, questa ultima circostanza è tanto più probabile quanto maggiore è la crescita del fabbisogno e la capacità della rete di trasportare le nuove potenze.

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

Sono stati analizzati due anni orizzonte 2016 per il medio periodo e 2021 per il lungo periodo tramite simulazioni basate sul metodo Monte Carlo.

Gli scenari sono caratterizzati da una bassa crescita del carico (coerentemente con il valore minimo del range indicato nelle previsioni della domanda di energia del par. 2.4.1), ed in linea con le politiche di efficientamento supplementare dei consumi prevista dal PAN, dall'entrata in servizio delle sole centrali in fase di realizzazione e da ridotti livelli di importazione dall'estero. Tale ipotesi è conservativa ma giustificata dalla sempre crescente disponibilità di fonte rinnovabile all'estero. Infatti se da una parte questa comporta una riduzione del costo dell'energia dall'altra non fornisce le stesse prestazioni in termini di sicurezza degli impianti termoelettrici.

Nella Figura 42 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2016 ed al 2021 in termini di affidabilità in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

Infatti l'utilizzo di un solo indice potrebbe non essere in grado di fornire una misura dell'effettiva affidabilità del sistema, dato che sono importanti sia i connotati di frequenza/durata delle disalimentazioni (LOLP<sup>26</sup> e LOLE<sup>27</sup>) che quelli

<sup>26</sup> LOLP (Loss of Load Probability): probabilità che il carico non sia alimentato.

puramente quantitativi come l'EENS<sup>28</sup>; un numero di interruzioni elevato o di lunga durata non corrisponde infatti automaticamente ad un valore di energia non fornita rilevante e viceversa un singolo evento critico può portare a disalimentazioni non trascurabili.

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

In Tabella 8 sono riportati i valori limite comunemente adottati per un sistema elettrico avanzato come quello italiano.

Tabella 8 – 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 può attendere i risultati delle analisi hanno confermato che il forte incremento della penetrazione rinnovabile da un lato aumenta la possibilità di copertura del fabbisogno, ma dall'altro riduce l'affidabilità se non ci si approvvisiona opportunamente di sufficiente riserva per far fronte sia l'incertezza di previsione che alla natura intermittente delle FRNP.

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

<sup>27</sup> LOLE (Loss Of Load Expectation): durata attesa, espressa in h/anno, del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

<sup>28</sup> EENS (Expected Energy not Supplied): valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

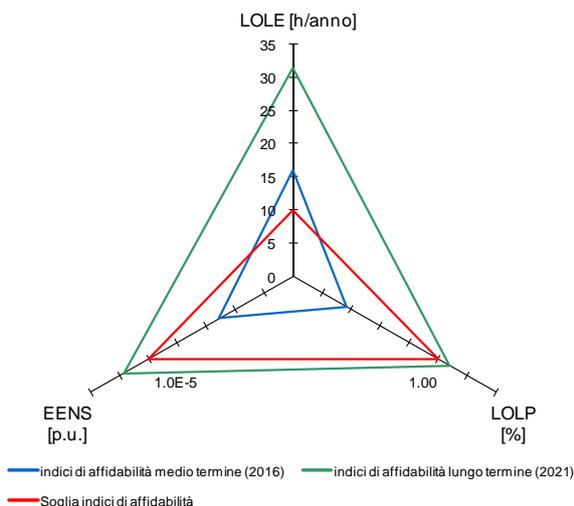


Figura 42 – Indici di affidabilità senza sviluppi di rete

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 con quei Paesi che presentano un surplus di capacità produttiva, rendendo così pienamente disponibili ulteriori quantitativi di potenza indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

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

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

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della RTN;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna area geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico),

oppure essere dei poli di produzione limitata; questi ultimi costituiscono anch'essi delle zone virtuali la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Attualmente la RTN è suddivisa in sei zone e prevede cinque poli di produzione limitata come riportato in Figura 43.

Come già evidenziato nel par. 2.4.1, 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, in assenza di un opportuno sviluppo della RTN, la presenza di maggiori criticità di esercizio che non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle entranti e future risorse produttive.



Figura 43 – Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Rispetto alla attuale suddivisione, l'incremento di potenza disponibile nell'area Nord Ovest del Paese unitamente all'incremento dell'import comporta un aggravio delle criticità d'esercizio della rete che interconnette la regione Piemonte con la regione Lombardia. Sono previsti infatti notevoli flussi di potenza in direzione Nord Ovest-Nord Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati, verso i nodi di Castelnuovo e dell'area di Milano e il manifestarsi sempre più frequente di congestioni di rete intrazonali che già ora interessano quell'area. Senza opportuni rinforzi di rete 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.

Sempre nel breve-medio periodo è previsto un aumento dei transiti di potenza dall'area Nord verso il Centro-Nord. Tale sezione attualmente è caratterizzata da flussi di potenza squilibrati verso la dorsale adriatica, a causa della presenza di una consistente produzione termoelettrica sulla dorsale tirrenica, determinando condizioni di criticità e congestioni in termini d'esercizio. Negli scenari di generazione ipotizzati, in assenza di interventi di sviluppo, è probabile un aumento di tali fenomeni a seguito dell'incremento dei flussi di potenza dalla Lombardia verso il nord dell'Emilia Romagna. In questa sezione infatti transiterà l'eccesso di produzione proveniente dalla Lombardia e dal Piemonte.

Si evidenziano notevoli peggioramenti delle esistenti difficoltà di esercizio nell'area Nord-Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare risulta confermata anche in futuro la presenza di vincoli di rete in prossimità del confine sloveno, che limitano il polo produttivo di Monfalcone formato dalle unità di produzione di Monfalcone e Torviscosa.

Inoltre i suddetti fenomeni, unitamente allo sviluppo di nuova capacità produttiva competitiva prevista sul versante adriatico in zona Nord, rischia di incrementare i rischi di congestione verso l'area Centro-Nord.

Come già evidenziato nel par. 2.4.1 lo sviluppo della generazione non riguarderà solamente l'area Nord del Paese, dove sono previsti nuovi impianti di generazione per circa 1.200 MW, ma anche il Mezzogiorno, dove si prevede di realizzare nuovi impianti termoelettrici per circa 2.000 MW. Pertanto, in presenza di un mercato concorrenziale, è prevedibile un aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro-Sud. Attualmente i flussi di potenza che interessano tale sezione sono in funzione della produzione di tutti gli impianti sottonodi dalla sezione stessa ed in particolare degli impianti termoelettrici allacciati alla rete 380 kV appartenenti ai poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Rossano. Tale situazione determina la riduzione dei margini di sicurezza nell'area Sud e il degrado dei profili di tensione sui nodi della rete del Centro Sud. Inoltre, sulla dorsale adriatica, si sono aggiunti ulteriori flussi di potenza da Sud verso la stazione di Villanova, a causa dell'entrata in servizio di consistenti volumi di capacità produttiva da fonte rinnovabile, ed in particolare nell'ultimo anno da fonte solare, e dei nuovi gruppi di produzione termoelettrici di S. Severo (400 MW), in aggiunta a quelli di Modugno e Gissi (1.600 MW) entrati in

servizio negli anni precedenti, determinando un peggioramento delle criticità di esercizio e delle congestioni (vedi Figura 44). Per cui si rendono

necessari opportuni sviluppi di rete per decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.

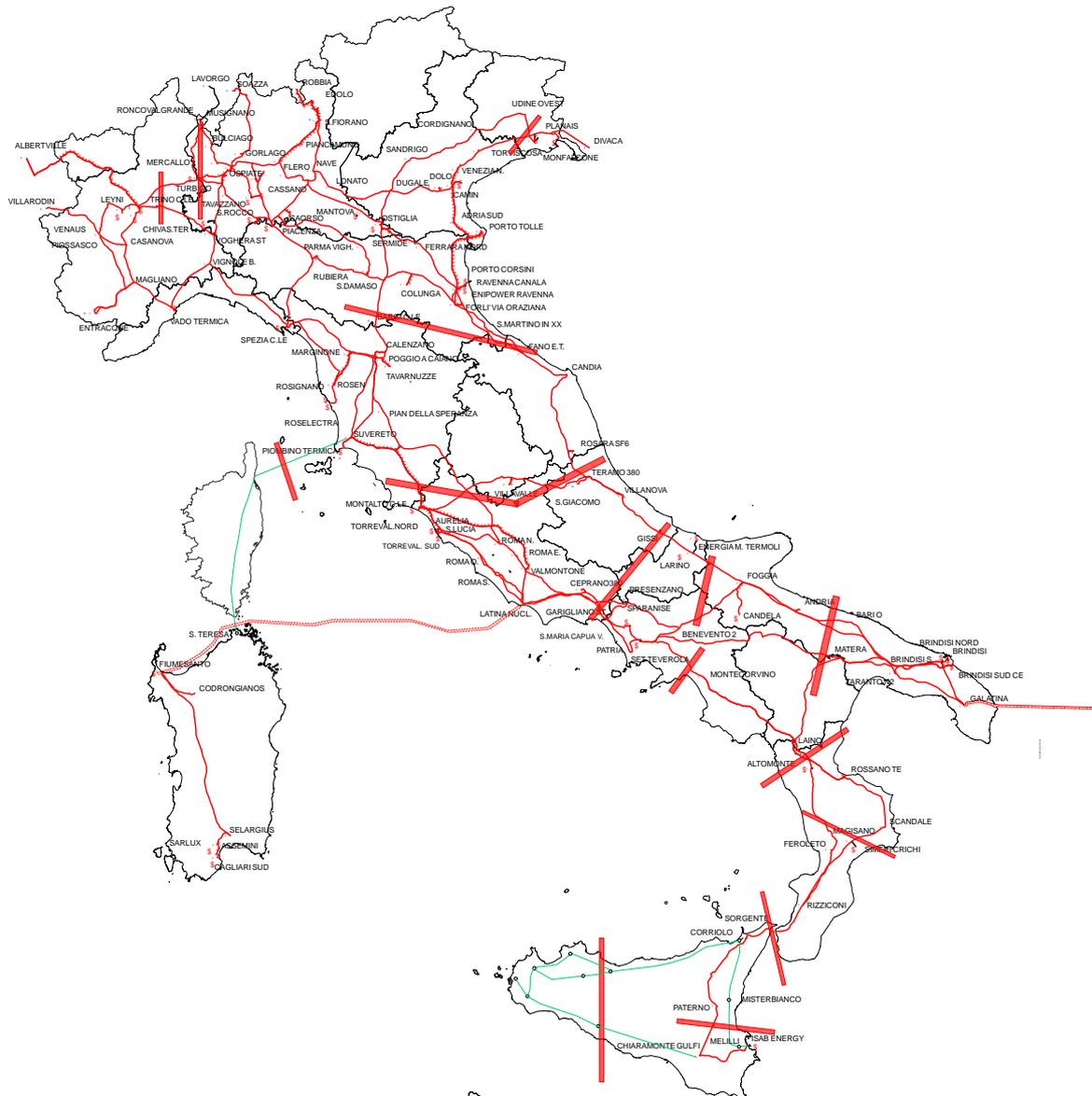


Figura 44 – Sezioni critiche

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

Particolari criticità sono prevedibili nell’esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi, Rizziconi e Scandale, unitamente agli impianti da fonti rinnovabili, è necessario rendere possibile la produzione degli impianti esistenti e di quelli in corso di ultimazione.

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

In Sardegna, il forte sviluppo di nuova produzione da fonti rinnovabili previsto negli scenari di lungo periodo e il possibile sviluppo di un’interconnessione con il Nord – Africa, rendono opportuno valutare possibili soluzioni di potenziamento della rete interna e ulteriori rinforzi del collegamento con la rete Continentale.

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 agli operatori nel mercato elettrico, in relazione allo sviluppo della generazione previsto sia in Sicilia (da fonti convenzionali e soprattutto rinnovabili), sia in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete nell'Isola e con il Continente, come appunto la realizzazione dell'anello 380 kV dell'isola e il nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Rizziconi.

### 2.5.3 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, 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, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi (in parte già evidenziati nei paragrafi 2.3.1 e 2.5.1), per i quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- sulla frontiera Nord – Orientale (Figura 45 e Figura 46), nonostante nel corso del 2007 si sia

verificata nei mesi estivi l'inversione dei flussi di potenza verso la Slovenia, a causa di un deficit temporaneo di produzione dall'area est, già dal 2008 si è osservato un graduale aumento del transito in importazione dalla frontiera slovena. Tale trend si è confermato per tutto il 2010 e nei primi mesi del 2011. In funzione dello sviluppo della generazione dell'est europa nel medio-lungo periodo, potrebbe verificarsi nuovamente il trend degli anni passati.

- sulla frontiera Nord – Occidentale (Francia e Svizzera) si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione a fronte di un differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati, tenderà a mantenersi generalmente elevato in particolare con un collegamento in corrente continua tra Savoia e Piemonte;
- nel Nord Africa (Tunisia), a seguito dell'accordo tra il Ministro dello Sviluppo Economico italiano e dal Ministro dell'Industria e dell'Energia tunisino siglato a Tunisi il 7 agosto 2008, è prevista la realizzazione in Tunisia di una centrale elettrica da 1.200 MW, di cui 400 MW destinati al fabbisogno locale e 800 MW all'esportazione. Il 7 aprile 2009 è stata inoltre costituita ELMed Etudes S.A.R.L. società mista di diritto tunisino partecipata paritariamente da Terna e STEG il cui scopo è quello di svolgere in Italia ed in Tunisia le attività preliminari per la costruzione e l'esercizio del collegamento. Nel corso del 2010 si è svolta la fase di pre qualifica per gli operatori di generazione interessati alla gestione del polo produttivo;
- 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 l'importazione di energia a prezzi relativamente ridotti consentendo un accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa sud orientale con riduzione del percorso dei transiti in import.

In relazione a quanto detto, il potenziamento dell'interconnessione con i Balcani rappresenta una opportunità per il sistema Italia in quanto assicura:

- un canale di approvvigionamento 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, di cui l'area balcanica è naturalmente provvista.

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

- all'apertura di nuove frontiere energetiche con i paesi dell'Europa orientale (Turchia, Ucraina, Moldova, 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 altro fronte per lo sviluppo dell'interconnessione è quello con l'isola di Malta, legato principalmente alle esigenze del sistema elettrico Maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto alle necessità di medio e lungo periodo, ma offre anche alcune opportunità, tra cui quella di esportazione dalla Sicilia di nuova produzione in particolare da fonti rinnovabile.

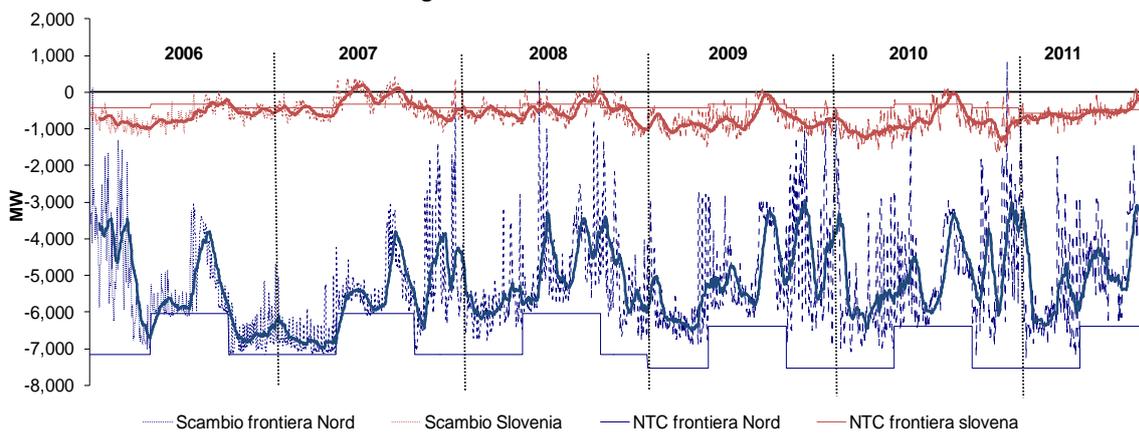


Figura 45 – Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore piene

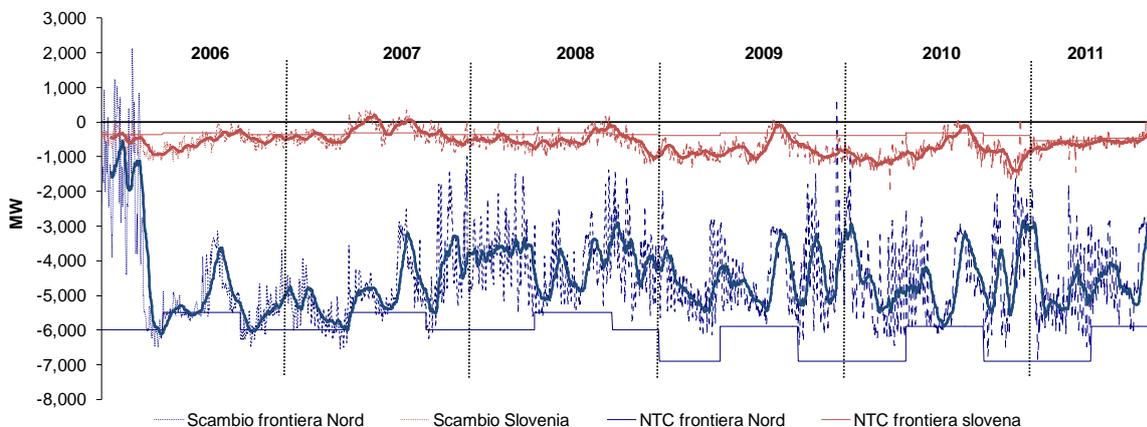


Figura 46 – Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore vuote

#### 2.5.4 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.

In tale ambito, la delibera n. 341/07 "Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008 – 2011" introduce meccanismi di incentivazione/penalità in relazione alla qualità del servizio reso.

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

Nella zona Nord – Est del Paese (in particolare le province di Treviso, Vicenza, Padova e Venezia) è concreto il rischio di degrado della sicurezza d'esercizio della rete di trasmissione ad altissima tensione, con maggiori criticità nell'alimentazione in sicurezza dei carichi dell'area in caso di fuori servizio di elementi della rete di trasmissione.

Nei grandi centri di carico della Lombardia e del Piemonte, a causa dell'incremento dei carichi non adeguatamente correlato alla localizzazione di nuove centrali di produzione o a nuove iniezioni di potenza verso la subtrasmissione, non sarà possibile, con la rete attuale, garantire la necessaria

sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali.

Le aree particolarmente critiche del Piemonte risultano la provincia di Torino, incluso il versante ovest e la provincia di Asti. Mentre in Lombardia, oltre alle criticità già presenti nell'area di Milano, sono emerse esigenze di miglioramento tra Pavia e Piacenza e nell'alta provincia di Sondrio.

In Emilia Romagna la variazione degli scenari di domanda e generazione ha comportato 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.

La rete che alimenta l'area costiera adriatica nelle regioni Marche e Abruzzo presenta ad oggi delle potenziali antenne di esercizio necessarie per evitare, di tanto in tanto, violazioni del criterio di sicurezza N-1. Problematiche analoghe interessano l'area della provincia di Perugia e la porzione di rete AT tra l'Abruzzo ed il Lazio.

L'area di Brindisi è caratterizzata da impianti non più adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta nell'area ed anche la flessibilità di esercizio risulta limitata.

In Calabria sono prevedibili impegni delle linee AT prossimi alla saturazione e problemi di continuità e qualità del servizio nella parte meridionale della regione, attualmente alimentata dalla sola stazione di Rizziconi.

Le aree critiche per la qualità del servizio sono di seguito elencate.

La rete di subtrasmissione della Liguria alimenta la città di Genova e al contempo trasporta le ingenti potenze prodotte dal locale polo di generazione termoelettrica. Attualmente non è garantito, in prospettiva, un adeguato livello di continuità e affidabilità del servizio.

L'area compresa tra Asti ed Alessandria presenta criticità sulla rete 132 kV legate alla notevole potenza richiesta fornita da lunghe linee di portata limitata.

Nell'area a sud di Milano le trasformazioni AAT/AT nelle stazioni esistenti e la rete AT non garantiscono la necessaria riserva per l'alimentazione del carico previsto in aumento.

Nel triveneto particolare attenzione va rivolta nell'area sud del Friuli Venezia Giulia, dove si registrano nelle ore di basso carico criticità nella regolazione dei profili di tensione.

Critiche risultano le aree di carico delle province di Massa, Lucca e Arezzo dove sono presenti rischi di sovraccarico delle trasformazioni e delle linee esistenti, quest'ultime caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto. A questo si aggiunge il progressivo degrado dei profili di tensione nelle aree delle province di Firenze e Lucca.

L'area metropolitana e più in generale la provincia di Roma è interessata da considerevoli 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 mancanza di punti di alimentazione della rete a 220 e 150 kV in un'ampia area a est del Vesuvio. Tale area è caratterizzata da una significativa densità di carico e, a causa dell'incremento della domanda di energia e dell'invecchiamento della rete, si sono assottigliati i 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 l'area in provincia di Bari, caratterizzata da un carico industriale in aumento, e l'area in provincia di Lecce.

In Basilicata le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in AT (soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti transiti di energia dovuti alla produzione degli impianti eolici), in particolare in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera (attualmente l'unica della Regione) ed ai livelli non ottimali di qualità del servizio nell'area di Potenza.

Infine in buona parte della regione Siciliana si registrano livelli non adeguati della qualità del servizio.

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

La presenza di significative immissioni di energia elettrica prodotta da FRNP ha contribuito negli ultimi anni ad un sensibile aumento delle difficoltà di gestione e dei rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il presente capitolo presenta l'analisi delle criticità previste in uno scenario evolutivo di breve-medio periodo, derivanti dalla crescita rapida e diffusa degli impianti da fonte rinnovabile in linea con le previsioni riportate nel par. 2.4.

### Congestioni di rete AT ed AAT

Le congestioni di rete (come illustrato in Figura 47) 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.

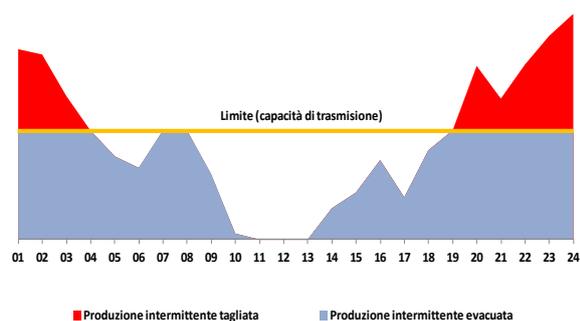


Figura 47: Effetto delle congestioni sulla rete

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 48), 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 si prevede che numerosi impianti di produzione si

aggiungeranno nei prossimi anni 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.

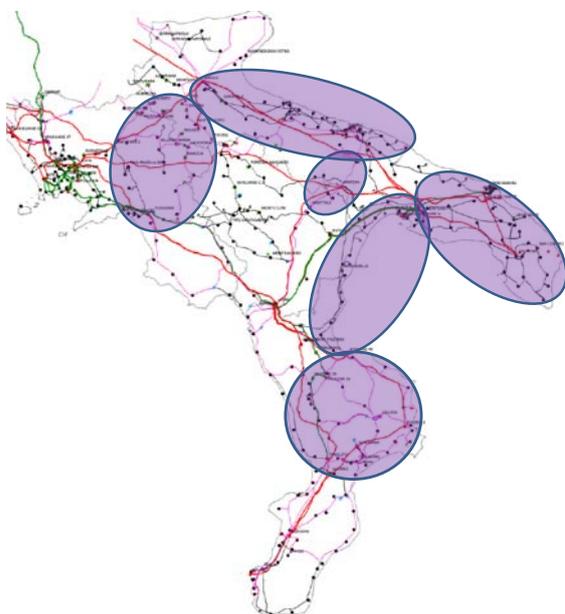


Figura 48 – Diretrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

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 inter-zonali sul sistema in AAT, con particolare riferimento all'interconnessione Sicilia-Continente e alla sezione Sud - Centro-Sud.

Per quanto riguarda la rete AT, come meglio descritto nei successivi capitoli, oltre al *reconductoring* delle linee esistenti con l'utilizzo ove possibile di conduttori ad alta capacità, è stata avviata la realizzazione nelle regioni del Mezzogiorno di numerose nuove "stazioni di raccolta" con stadio di trasformazione 380/150 kV a cui raccordare le reti a 150 kV su cui si inserisce la

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

Inoltre, per quanto attiene il superamento dei vincoli sulla rete AAT, benefici sostanziali sono attesi dalla realizzazione di opere strategiche quali il collegamento 380 kV "Sorgente-Rizziconi", gli elettrodotti 380 kV "Foggia-Benevento", "Foggia-Villanova", "Montecorvino-Benevento", "Aliano-Montecorvino" e il rinforzo del collegamento tra Sardegna e Continente con il progetto SACOI 3.

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 accordo ai migliori benchmark internazionali, con un errore medio dell'ordine del 20% dell'immesso mentre per quanto riguarda la produzione fotovoltaica è ragionevolmente raggiungibile un errore medio dell'ordine del 10%.

Se si considera il forte incremento del livello di penetrazione della produzione da FRNP, in particolare della fonte fotovoltaica, previsto nei prossimi anni in linea con gli scenari di breve-medio periodo (cfr. par. 2.4), 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. 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, rispetto a quella storica, da un più basso carico nelle ore di luce e da una rampa serale molto più ripida e più severa rispetto a quella antimeridiana in particolare nei mesi estivi. Al riguardo, nella Figura 49 si riporta il fabbisogno in potenza servito dal sistema di trasmissione a consuntivo 2010, 2011 e atteso 2012 per giorni omonimi di giugno.

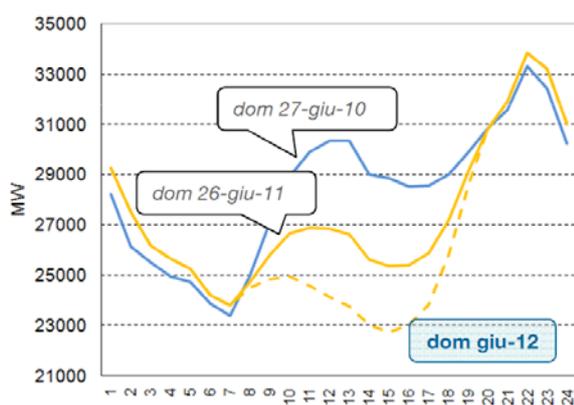


Figura 49: Fabbisogno a consuntivo giorno festivo 2010, 2011 e atteso 2012

Il bilanciamento del sistema può essere garantito in tali condizioni solo con elevate movimentazioni di energia su MSD, riconducibili nelle ore di luce a spegnimenti di unità tradizionali, 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 si sovrappongono peraltro agli effetti derivanti dalla mancata presentazione di quote significative di offerta di produzione da FRNP sul mercato dell'energia, che devono essere pertanto compensate su MSD. Tale fenomeno, attualmente presente ma che si auspica possa essere superato quanto prima anche attraverso interventi normativi, determina oggi 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.

Per intervenire su questo problema, oltre a quanto si dirà nel seguito in merito all'installazione di dispositivi di accumulo, è pertanto necessaria una

decisione pubblica nei confronti dei gestori delle principali reti di distribuzione. Risulta infatti indispensabile che gli impianti fotovoltaici vengano adeguati, oltre che nella capacità di restare connessi a fronte di transitori di frequenza e di buchi di tensione, anche in modo che siano controllabili, da Terna direttamente o tramite i distributori di riferimento, in tutte le situazioni di potenziale criticità identificate da Terna, analogamente a quanto avviene per impianti di tutti i tipi direttamente connessi al sistema di trasmissione.

### 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 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.

Nella previsione che entro il 2012 si raggiunga una capacità installata fotovoltaica di circa 15 GW, la riduzione della capacità di regolazione primaria che ne risulterebbe nelle ore del giorno con il maggiore irraggiamento è stimabile in un valore dell'ordine di circa 200 MW.

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 gestita in isola, ovvero nel Continente in condizioni di minimo carico).

### 2.5.6 Smart Grid

Il soddisfacimento del fabbisogno energetico nonché la necessità di ridurre emissioni inquinanti e/o clima alteranti sta generando un profondo cambiamento nella configurazione dei sistemi elettrici: il concetto di generazione tradizionalmente effettuata in grandi siti centralizzati afferenti alla rete di trasmissione viene progressivamente sostituita da impianti di piccola

taglia da connettere alla rete di distribuzione in prossimità degli utenti.

Attualmente le problematiche connesse a questo nuovo tipo di architettura elettrica si traduce nella necessità da parte dei Distributori di verificare ed eliminare i limiti di penetrazione della generazione diffusa; l'intervento dei distributori si deve estendere anche alle modifiche di architettura e coordinamento dei sistemi di protezione, regolazione e automazione delle cabine primarie al fine di permettere un esercizio in sicurezza del sistema elettrico così come si andrà a modificare.

Anche il sistema di trasmissione è coinvolto in queste profonde modifiche strutturali della rete di distribuzione, che si sta evolvendo dalla sua funzione storicamente "passiva" verso una attiva gestione delle risorse energetiche distribuite (intese come generatori a produzione non imposta a programma, carichi controllabili e dispositivi di accumulo) e/o riconfigurazioni rapide della topologia di rete.

Nel prossimo futuro l'evoluzione della rete di trasmissione verso un sistema integrato "Super grid" renderà necessario lo sviluppo di nuovi sistemi di monitoraggio, controllo, comunicazione e tecnologie "self – healing" in grado di:

- rendere tutti gli utenti parte attiva nell'ottimizzazione dell'esercizio del sistema;
- agevolare la connessione e l'esercizio di utenti di ogni taglia e tecnologia;
- agevolare lo scambio di informazioni tra gli utenti e gli operatori.

Con lo scopo di realizzare una rete intelligente che risponda alle filosofie e ai criteri della smart grid, garantendo l'affidabilità della rete di trasmissione, lo sfruttamento della rete esistente, la flessibilità del sistema elettrico, l'accessibilità alla rete elettrica e la produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla RTN, nonché il miglioramento dell'economicità del sistema elettrico, Terna ha pianificato alcuni interventi, in corso di realizzazione e definito nuove soluzioni da implementare, che consentono:

- Il controllo flussi di potenza sulla rete AT/AAT tramite l'installazione di Phase Shifting Transformers (PST nelle stazioni di Villanova, Foggia e Camporosso) e di nuove linee HVDC (soluzione tecnologica impiegata nelle future interconnessioni con Balcani, Francia, Tunisia);
- Il monitoraggio dei fenomeni fisici della rete tramite la misura delle grandezze elettriche su larga scala, tramite WAMS (una rete di sensori installati lungo la rete);

- Il telecontrollo e il telescatto in tempo reale degli impianti di generazione e di alcuni componenti della rete, tra i quali citiamo il monitoraggio della temperatura dei conduttori di linea;
- la regolazione di reattivo tramite l'installazione di nuovi componenti elettronici di potenza (SVC);
- il dispacciamento ottimizzato in funzione dei diversi assetti di rete e di generazione disponibile, in particolare di quella rinnovabile (Optimal Power Flow);

evoluzione continua dei modelli previsionali della domanda e della generazione da FRNP (eolico e fotovoltaico).

### 2.5.7 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo

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

Il Legislatore nazionale, recependo la direttiva europea 2009/28/CE, ha varato il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, con cui ha sancito l'impegno da parte dell'Italia a puntare ad una maggiore efficienza nei consumi e ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili. In particolare, per il conseguimento di tali obiettivi si prevede, oltre alle tradizionali misure di sviluppo della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione, anche il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica.

In particolare è previsto che il Piano di Sviluppo della RTN possa includere, tra gli interventi che risultano 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 tal 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.

Il presente paragrafo presenta le esigenze di nuovi sistemi di accumulo funzionali a favorire la piena integrazione sul sistema elettrico nazionale degli impianti da FRNP e a massimizzarne l'utilizzo, alla luce delle valutazioni effettuate da Terna in coordinamento con i programmi di sviluppo della rete dei distributori.

### Vantaggi dei sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo possono essere vantaggiosamente utilizzati per favorire l'integrazione della produzione da FRNP, in quanto permettono di conseguire gli effetti di seguito descritti.

- Ridurre o risolvere le criticità derivanti dalle congestioni di rete. L'accumulo di energia consente infatti di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle FRNP, mediante accumulo dell'energia non evacuabile in sicurezza, che può essere successivamente rilasciata al venir meno di tale produzione (Figura 50). L'efficacia di un sistema di accumulo risulta tanto maggiore quanto più questo riesce a minimizzare l'energia producibile da FRNP che risulta necessario ridurre per mantenere il sistema in condizioni di sicurezza, sia in condizioni di esercizio standard (rete magliata) che in condizioni di massimizzazione della produzione FRNP (rete radiale).

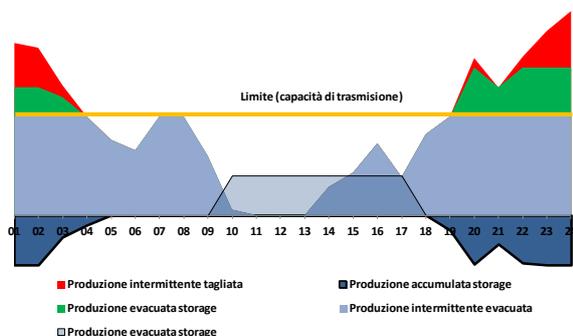


Figura 50: Effetto mitigativo dello storage sulle congestioni di rete

- Fornire capacità di regolazione primaria per garantire la stabilità della frequenza. Oltre agli impianti di pompaggio che già attualmente possono essere così impiegati, anche gli impianti di accumulo con batterie possono fornire tale servizio con livelli prestazionali anche superiori agli impianti termoelettrici, se opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione.
- Approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico, al fine di gestire la produzione da FRNP e fronteggiare in particolare l'intermittenza della produzione

eolica. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete i sistemi di accumulo rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva sia "a salire" che "a scendere": ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta estremamente ridotti dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, potenzialmente integrabili nel sistema di difesa, permettendo di migliorare la gestione delle risorse di rete esistenti.

- Livellare i consumi e i relativi picchi ("peak shaving") immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili. Tale tipo di servizio può essere d'aiuto per gestire più agevolmente le rampe di carico accentuate determinate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

Tra le tecnologie di accumulo disponibili, per gli scopi su citati, vengono prese in considerazione:

- impianti di pompaggio;
- dispositivi di accumulo diffuso a batterie.

Gli impianti di pompaggio (accumulo zonale) e le batterie (accumulo diffuso) presentano caratteristiche intrinseche che li rendono abbastanza complementari per campo di applicazione e distribuzione territoriale. La soluzione migliore per risolvere le problematiche evidenziate è da individuare in un mix delle due tecnologie opportunamente dislocate sul territorio e per livello di tensione secondo le specifiche esigenze del Sistema Elettrico.

### Nuovi sistemi di accumulo diffuso a batterie per l'integrazione delle FRNP

I sistemi di accumulo diffuso a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la loro facilità di localizzazione e rapidità di installazione.

La possibilità di installare tali impianti in corrispondenza di stazioni esistenti o previste sulle porzioni più critiche della rete AT li rende essenziali per ridurre i fenomeni di congestione attuali o che si prevede possano presentarsi già nel breve termine, in attesa del completamento dei rinforzi strutturali di rete pianificati che hanno un maggiore

impatto ambientale e statisticamente richiedono tempi di autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori.

Più in generale, i sistemi di accumulo diffuso devono intendersi a supporto del miglior esercizio della rete di trasmissione nazionale per massimizzarne lo sfruttamento, evitando di dover realizzare in modo intempestivo nuovi elettrodotti in alta tensione che risulterebbero utilizzati esclusivamente nei momenti in cui si verificano picchi contemporanei di produzione da FRNP.

Oltre a risultare spesso indispensabili per la risoluzione delle congestioni, i sistemi di accumulo di questo tipo presentano importanti esternalità positive quali la capacità di fornire risorse di regolazione primaria, nonché margini di riserva e bilanciamento per il sistema elettrico.

Sul mercato sono disponibili numerose tipologie di batterie (Ni-Cd, Li-Ion, Ni-MH, NaS, etc.) che presentano diversi livelli di maturità per applicazioni industriali a costi in alcuni casi già competitivi e, comunque, con prospettive di ulteriore riduzione in ragione dell'aumento della base installata.

Come meglio specificato nei successivi capitoli, al fine di consentire l'immissione in rete in sicurezza della produzione di impianti da FRNP sono in programma attività finalizzate all'installazione di sistemi di accumulo a batterie su alcune porzioni della rete di trasmissione in AT. Gli interventi riguardano in particolare linee o direttrici critiche a causa di congestioni di rete nelle aree del Mezzogiorno (cfr. Cap. 5) ove si prevede una maggiore capacità produttiva da fonti rinnovabili.

L'esatta dislocazione di tali sistemi di accumulo lungo le direttrici AT individuate sarà definita opportunamente secondo le specifiche esigenze, in modo da massimizzare l'utilizzo della produzione da fonti rinnovabili, sfruttando anche l'elevata modularità oltre che la flessibilità di utilizzo dei suddetti sistemi di accumulo.

La localizzazione sarà all'interno o in adiacenza delle aree di rispetto delle Stazioni Elettriche per cui non comporterà alcun rilevante impatto ambientale, trattandosi di impianti amovibili.

#### Dimensionamento dei sistemi di accumulo diffuso

La valutazione delle esigenze di capacità di accumulo diffuso prevista nel presente Piano si basa sul principio di risolvere non soltanto le problematiche attuali, ma anche le criticità relative a nuove congestioni (cfr. Cap. 5) che potrebbero emergere nelle finestre temporali di breve-medio periodo, nell'ipotesi in cui si confermi il trend di crescita atteso nei prossimi anni della capacità produttiva da FRNP.

Pertanto, al fine di stimare il valore di capacità dei sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica a batterie, se ne sono simulati gli effetti nello scenario di rete di breve-medio termine distinguendo l'effetto prodotto da tali sistemi dal beneficio apportato dai già previsti rinforzi di rete in corso di realizzazione e autorizzati, sia in termini di mancata riduzione dell'energia rinnovabile soggetta a congestioni sia in termini di aumento della sicurezza del sistema.

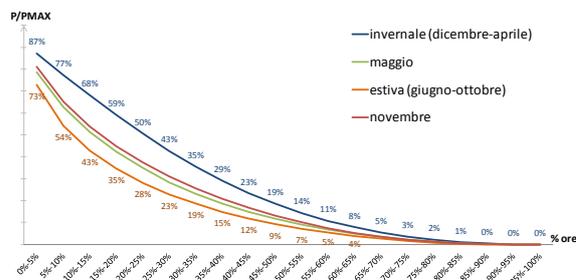


Figura 51 – Esempio curve di produttività impianti eolici

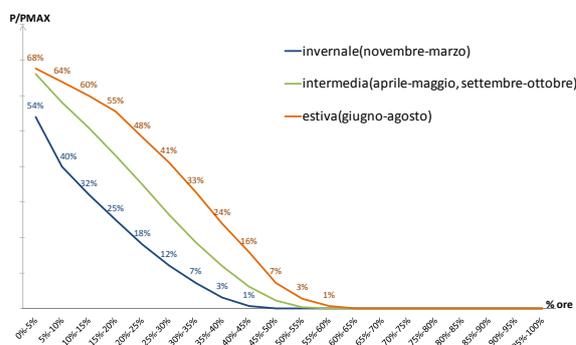


Figura 52 - Esempio curve di produttività impianti fotovoltaici

Il dimensionamento dei sistemi di accumulo si è basato sulla valutazione dei benefici attesi per ogni MW installato, rispetto ad uno scenario base in cui si ipotizza l'implementazione sul parco di generazione esistente degli ulteriori impianti di produzione già autorizzati. È stata simulata la produzione teorica del parco di generazione afferente le singole porzioni di rete 150 kV sulla base delle curve di durata della produttività eolica<sup>30</sup> e fotovoltaica ottenute partendo dai dati dell'energia immessa a consuntivo dagli impianti di generazione presenti sulle direttrici oggetto di analisi. Tali curve di durata (cfr. Figura 51 e Figura 52) rappresentano, per i diversi periodi dell'anno (inverno/estate) la produttività che statisticamente

<sup>29</sup> Nell'esempio in figura la produttività dell'87% nel periodo invernale rappresenta la media della produttività riscontrata nel 5% delle ore con maggiore produzione, mentre, nello stesso periodo, la produttività del 77% è stata riscontrata nel 5% di ore immediatamente successivo e così via fino agli ultimi tre scaglioni, che rappresentano il 15% delle ore con minore produttività, che è risultata praticamente nulla.

<sup>30</sup> In periodi nei quali non erano presenti limitazioni alla produzione.

sarà raggiunta con diversi livelli di probabilità sulle direttrici in esame.

In particolare, è stata determinata per ciascuna porzione di rete (cfr. Tabella 9 e Tabella 10) l'energia che può essere assorbita dai sistemi di accumulo in corrispondenza di riduzioni per congestione di rete dovuta all'elevata produzione da FRNP.

Tale valore è ottenuto considerando che l'energia tagliata in presenza di un limite di produzione pari a T è pari alla differenza, se positiva, tra la produzione attesa P in ogni scaglione di probabilità (prodotto tra la producibilità e la potenza installata) e il suddetto limite di produzione. In presenza di una capacità di accumulo pari a A, l'energia tagliata è pari alla differenza, se positiva, tra la produzione attesa P in ogni scaglione di probabilità e la somma tra il limite di produzione (l'energia "esportabile") e la capacità di accumulo A (l'energia "stoccabile").

Per quanto riguarda la valutazione del limite di produzione P sulla singola direttrice 150 kV, si è tenuto conto convenzionalmente della possibilità di ricorrere per metà delle ore dell'anno anche ad assetti di esercizio non standard, come l'assetto radiale, che come noto consente di aumentare la potenza immessa in rete ripartendola opportunamente su due rami della direttrice, ma a scapito della sicurezza e continuità del servizio.

Nell'ottica di sfruttare il massimo effetto prodotto da tali sistemi sulla rete, si è valutato il beneficio marginale di ogni MW aggiuntivo, determinando così la distribuzione di batterie più efficace per ciascuna direttrice. I sistemi di accumulo diffuso saranno ubicati nelle porzioni di rete che si prevedono critiche, al fine di ridurre il rischio di possibili modulazioni. Tale valutazione potrà altresì essere estesa ad altre porzioni di rete, qualora dovessero concretizzarsi criticità correlate a ulteriori nuove iniziative produttive da FRNP al momento in corso di autorizzazione.

Tabella 9 – Porzioni di rete critiche nel breve termine

Riferim. area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione
A	Direttrice 150 kV "Foggia – San Severo CP – Serracapriola – San Martino in Pensilis – Portocannone – Larino"
B	Direttrice 150 kV "Foggia–Carapelle–Stornara–Cerignola–Canosa–Andria"
	Direttrice 150 kV "Benevento II – Volturara – Celle S.Vito"
	Direttrice 150 kV "Benevento II – Montecorvino"
	Direttrice 150 kV "Foggia – Lucera – Andria"
	Direttrice 150 kV "Galatina SE – Martignano – San Cosimo – Maglie – Diso – Tricase – Galatina SE"
	Direttrice 150 kV "Scandale – Crotone – Isola C.R. – Cutro – Belcastro – Simeri – Catanzaro"
C	Direttrice 150 kV "Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente"

Tabella 10 – Ulteriori porzioni di rete potenzialmente critiche

Riferim. area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione
D	direttrice 150 kV "Villa S. Maria – Castel di Sangro – Campobasso"
	direttrice 150 kV "Larino – Ripalimosani – Campobasso"
	direttrice 150 kV "Rotello CP – Rotello SE"
E	direttrice 150 kV "Bari Ovest – Rutigliano – Putignano – Fasano – Ostuni – San Vito – Brindisi Pignicelle"
	direttrice 150 kV "Taranto Nord – Grottaglie – Francavilla – Mesagne – Brindisi Sud"
	direttrice 150 kV "Francavilla – Campi Salentina – Lecce Industriale - Lecce"
	direttrice 150 kV "Foggia – Trinitapoli - Barletta Nord – Barletta – Trani – Andria"
	direttrice 150 kV "Foggia – S. Severo Lesina - Termoli"
	direttrice 150 kV "CP Melfi – Venosa – Forenza Maschito – Genzano – Tricarico – Gravina – Altamura - SE Matera"
	direttrice 150 kV "Taranto – Palagiano – Ginosa – Scanzano – Amendolara – Rossano" (Dorsale Jonica)
	direttrice 150 kV "Scandale – Strongoli – Rossano"
	direttrice 150 kV "Cetraro – Paola – Amantea – Lamezia – Feroletto"
	direttrice 150 kV "Feroletto SE – S. Eufemia – Jacurso – Girifalco – Soverato"
F	direttrice 150 kV "Tempio Pausania – Assoro – Valguarnera"
	direttrice 150 kV "S. Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini – Augusta 2"

Riferim. area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione
	direttrice 150 kV "Augusta – Sortino CP – Carlentini 2 – Vizzini – Vizzini CP – Caltagirone – Barrafranca - Caltanissetta"
	direttrice 150 kV "Favara – Racalmuto – Caltanissetta"
	direttrice 150 kV "Caltanissetta – Castronovo – Ciminna"

Come riportato in Tabella 11, le valutazioni effettuate hanno evidenziato l'esigenza di una capacità di accumulo pari complessivamente a circa 240 MW, valore minimo funzionale a ridurre sensibilmente le congestioni individuate a livello locale, ma che al contempo può essere utilizzato per compensare la ridotta capacità di regolazione primaria del SEN<sup>31</sup>.

Tabella 11 – Installazione sistemi di accumulo diffuso  
Risultati attesi in termini di energia recuperata (GWh/a)

Rif. area	Capacità di accumulo diffuso (MW)							
	11	44	77	110	143	176	209	242
A								
B								
C	20	80	140	200	260	320	380	440
D								
E								
F								

#### Utilizzo degli impianti di pompaggio con funzione di accumulo zonale per la produzione da FRNP

Gli impianti di pompaggio rappresentano una tecnologia consolidata da tempo. Anche nel nostro Paese sono stati installati, in particolare sull'arco alpino, per far fronte a diverse esigenze, tra cui quelle principalmente quelle di modulazione, tenuto conto che gran parte delle tipologie dei grandi impianti di generazione termoelettrica realizzati in passato erano modulabili con difficoltà.

La loro dislocazione geografica (Figura 53), prevalente nel Nord Italia, non li rende tutti pienamente utilizzabili per la risoluzione di alcune delle criticità su evidenziate introdotte dalle FRNP. Tuttavia, da un'analisi preliminare del territorio del Sud del Paese, si evidenzia la disponibilità di numerosi siti dove è tecnicamente possibile installare tali impianti di accumulo funzionali agli scopi citati.

<sup>31</sup> Come accennato al par. 2.2.4, la minore capacità di regolazione primaria risulta correlata all'1,5% della produzione fotovoltaica attesa.

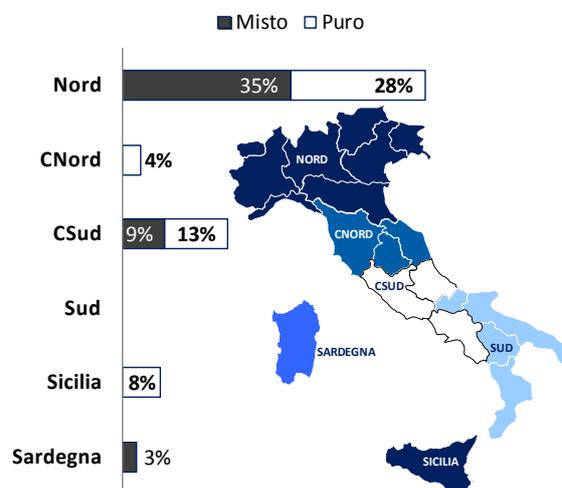


Figura 53: Attuale distribuzione zonale della capacità installata degli impianti di pompaggio

Tali impianti sono caratterizzati da notevoli prestazioni dinamiche (rampe elevate), garanzia di riserva pronta, e grande potenzialità di immagazzinamento di energia elettrica in relazione ai costi, che li rendono idonei a fornire servizi di rete e di regolazione per il sistema elettrico.

Inoltre, si evidenzia che gli impianti di pompaggio possono essere dimensionati in modo da offrire al sistema un utilizzo giornaliero, settimanale o mensile a seconda delle caratteristiche del sito individuato per il sistema di accumulo.

#### Analisi esigenze di regolazione del SEN e impiego di impianti di accumulo zonale

Sono state condotte analisi mirate per valutare, su un perimetro nazionale interconnesso e suddiviso in zone interne di mercato, i target di nuova capacità di accumulo zonale necessari per conseguire una consistente riduzione di *Over Generation* (di seguito *OG*) al fine di integrare la produzione da FRNP sul sistema nazionale. Dove per *OG* si intende surplus di generazione nazionale e/o zonale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno.

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

Lo scenario base ipotizza un'applicazione più incisiva degli obiettivi di risparmio energetico e quindi un tasso medio annuo di crescita del fabbisogno contenuto pari allo 0,6% corrispondente ad un valore di 341 TWh all'anno orizzonte.

Nello scenario di richiesta di energia appena descritto si è implementato il più ragionevole degli sviluppi di nuova capacità eolica/fotovoltaica, coerente con lo scenario di riferimento adottato da Terna (cfr. par. 2.4.1) che tiene in conto, tra le informazioni di base, anche la capacità attualmente installata, i target attesi in termini di sviluppo della capacità eolica previsti dal Piano di Azione Nazionale e la riprevisione con il IV conto energia degli sviluppi di fotovoltaico.

In queste ipotesi si può definire nel medio termine:

- 11 GW da eolico corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 19 TWh (Figura 54);
- 25 GW da fotovoltaico, corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 30 TWh (Figura 55).

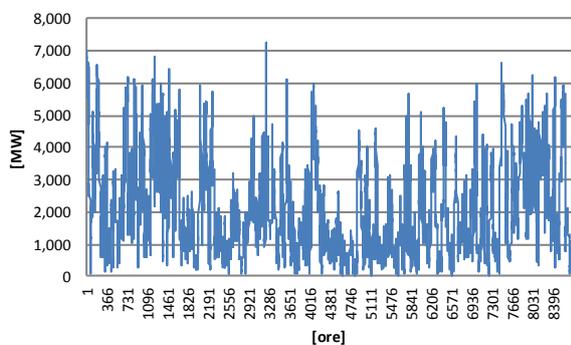


Figura 54 - Profilo annuale generazione eolica totale Italia medio termine (MW)

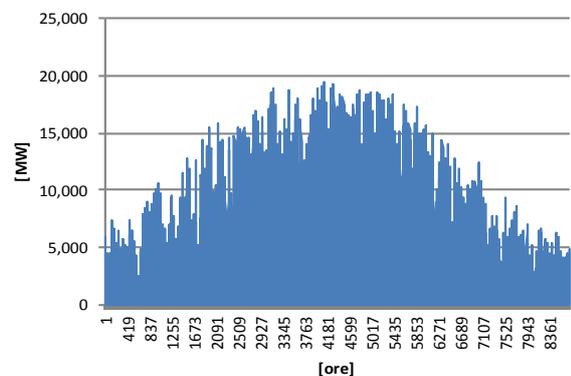


Figura 55 - Profilo annuale generazione fotovoltaica medio termine (MW)

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 confermando gli incrementi attesi sulla frontiera Nord e con i Balcani.

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

Gli studi hanno analizzato inizialmente un caso base definito *market based* in cui il sistema è stato analizzato considerando in sequenza le dinamiche

ed i vincoli derivanti dallo schema di funzionamento dei mercati MGP ed MSD mediante simulazione deterministica su orizzonte annuale.

In particolare sulla simulazione MGP è stato implementato:

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

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

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

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

Nello scenario così descritto si evidenzia una *OG* (la cui curva di durata è rappresentata in Figura 56) di circa 5 TWh pari a circa l'8% dell'energia producibile da FRNP, ossia una maggior produzione delle unità di produzione rispetto al carico effettivo dovute ai vincoli sopra descritti. In uno scenario reale tale *OG* comporterebbe riduzioni della produzione delle FRNP e/o dell'import dall'estero per assicurare il

necessario bilancio carico produzione del sistema elettrico. Per quanto riguarda i valori di *OG* più elevati si evidenzia che in alcune ore dell'anno tali valori possono raggiungere circa 8000 MW.

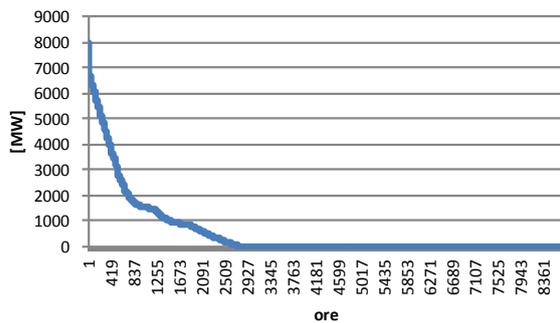


Figura 56 – Curva di durata OG caso “market based”

L'OG è attribuibile per circa il 70% ad un problema di bilancio complessivo a livello nazionale e per il restante 30% a congestioni delle sezioni critiche ripartita come in Figura 57.

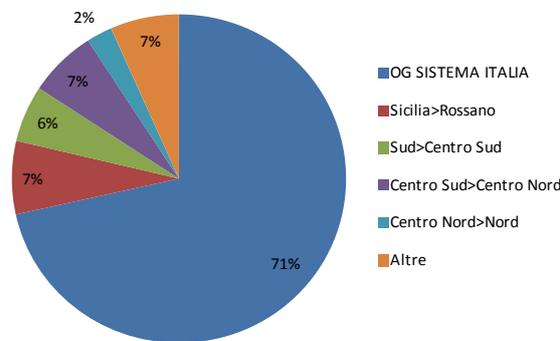


Figura 57 – Distribuzione OG caso “market based”

Come si evidenzia in Figura 58 e Figura 59 i giorni in cui si rilevano *OG* più elevate sono i giorni festivi in particolare modo nei mesi da maggio a settembre in corrispondenza di periodi di basso fabbisogno e alta produzione rinnovabile in particolare fotovoltaica. In Figura 58 e Figura 59 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.

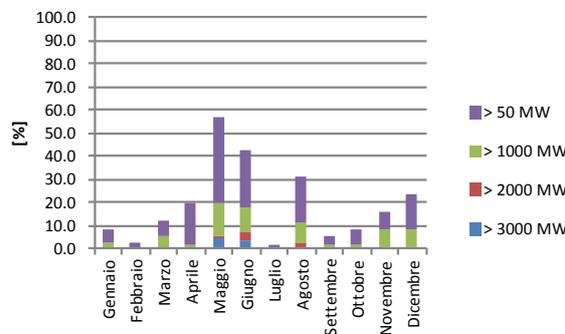


Figura 58 – Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali)

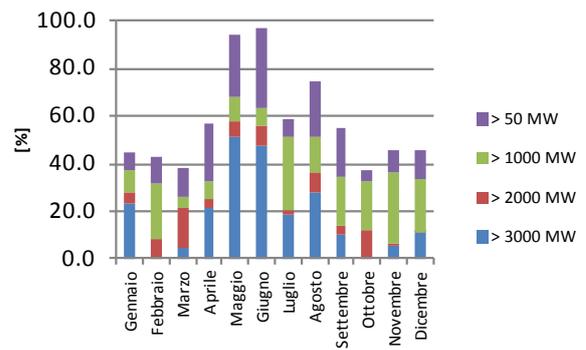


Figura 59 – Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi)

Come primo scenario è stato simulato il pieno sfruttamento degli impianti di pompaggio esistenti ai fini della riduzione di *OG*.

L'effetto in termini di riduzione di *OG* è di circa 1600 GWh pari a circa il 30% dell'OG iniziale.

In seguito è stato simulato uno scenario in cui, oltre alla precedente contromisura, si procede a programma anche ad opportune riduzione di NTC per limitare l'import con l'estero in modo da ridurre il più possibile l'OG.

In questo contesto, come si evince da Figura 60 l'OG si riduce di circa 4,2 TWh pari all'85% dell'OG iniziale con valori massimi non superiori a 6000 MW.

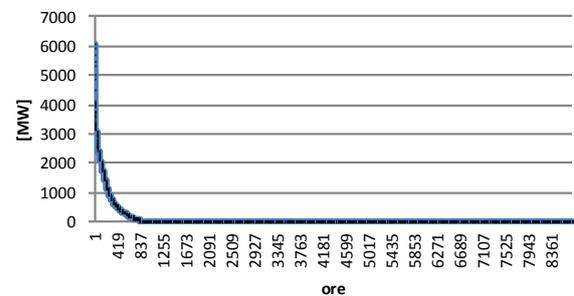


Figura 60 – Curva di durata OG caso “pompaggi esistenti +riduzioni di NTC”

La Figura 61 mostra come a seguito della riduzione dell'import l'OG rimanente è prevalentemente quella attribuibile alle congestioni tra zone.

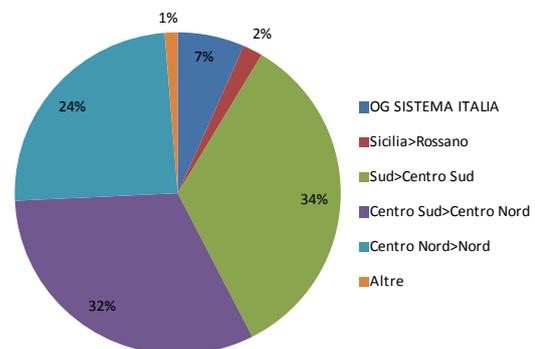


Figura 61 – Distribuzione OG caso “pompaggi esistenti +riduzioni di NTC”

Benché efficaci le azioni intraprese non sono risolutive per la minimizzazione dell'OG.

Nelle successive simulazioni pur considerando le contromisure adottate nei casi precedenti sono stati inseriti anche nuovi impianti di pompaggio.

Da numerose simulazioni effettuate è emerso che la localizzazione degli impianti di pompaggio è più efficace se installati nelle zone Sud e Sicilia per una capacità equivalente complessiva in energia di accumulo<sup>32</sup> fino a circa 9 – 12 GWh. Tali effetti positivi tendono tuttavia a ridursi al crescere della ulteriore potenza installata.

In conclusione l'adozione di tutte le contromisure disponibili, oltre all'installazione delle citate nuove unità di accumulo zonale consente una riduzione dell'OG complessiva di circa 4,7 TWh ed una OG residua di circa 300 GWh pari a circa il 6% di quella iniziale del caso di riferimento.

Si evidenzia altresì che gli impianti di pompaggio oltre a ridurre l'OG forniscono al sistema elettrico benefici effetti in termini di servizi di riserva (primaria e terziaria) e consentono una minore modulazione dell'import dall'estero quantificabile in circa 1,2 TWh.

---

<sup>32</sup> Energia resa dal ciclo completo di pompaggio/produzione per l'intera capacità utile del bacino.



### 3 Pianificazione coordinata fra Gestori di Rete

#### 3.1 Regolamentazione Europea ed ENTSO-E

Il 03 marzo 2011 è entrato formalmente in vigore il "Terzo Pacchetto Energia" recante le disposizioni comunitarie atte a modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo, introducendo misure orientate al rafforzamento dell'integrazione tra i mercati elettrici regionali ed al miglioramento delle attività di cooperazione tra i Gestori della Rete di Trasmissione di energia elettrica (TSOs) in Europa.

Insieme ad esso, il 03 marzo 2011 si è dato contestuale avvio anche all'Agenzia Europea per la Cooperazione tra i Regolatori Energetici (ACER) ed alle sue attività, tra cui assistere le Autorità di Regolazione Nazionali (NRAs) nello svolgimento dei propri compiti a livello europeo e di coordinare il loro operato laddove serva, determinando così un nuovo contesto di riferimento in ambito sovranazionale per gran parte delle attività di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete di trasmissione elettrica europea e regionale.

Tra i vari organismi di *governance* dell'ACER sono stati nominati 4 rappresentanti italiani in qualità di Direttore Generale, di membri del Consiglio dei Regolatori e di membri del Consiglio di Amministrazione.

Le norme introdotte dal Terzo Pacchetto Energia riguardanti principalmente l'ambito energetico sono:

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

In particolare, l'art. 8 del Regolamento 714/2009 obbliga i Gestori Europei della Rete di Trasmissione dell'energia a costituirsi in una nuova organizzazione, ne stabilisce i relativi compiti nonché le attività di cooperazione regionale tra i vari TSO che la costituiscono, ne definisce le procedure per la redazione dei codici di rete europei e dei codici di mercato sulle questioni transfrontaliere che questa organizzazione ha

l'obbligo di redigere, trasmettere e sottoporre all'ACER, il quale esprime il proprio parere.

Alla luce delle normative previste nel Regolamento n. 714/2009, il 01 luglio 2009 è stata costituita *su base volontaria* l'associazione ENTSO-E (European Network Transmission System Operators for Energy), organismo che di fatto raggruppa tutti i Gestori di Rete Europei e sostituisce le preesistenti associazioni internazionali: *ETSO, UCTE, ATSOI, UKTSOA, BALTSO e Nordel*.

L'ENTSO-E è formato da 41 Gestori di Rete Europei appartenenti a 34 Paesi, con una struttura organizzativa composta da quattro comitati - Market Committee (MC), System Operation Committee (SOC), System Development Committee (SDC), Research & Development Committee (RDC) - un Gruppo Legale/Regolatorio, un Data Expert Group, 17 Working Group e i 15 Regional Group associati ai vari *Committees* (Figura 62).

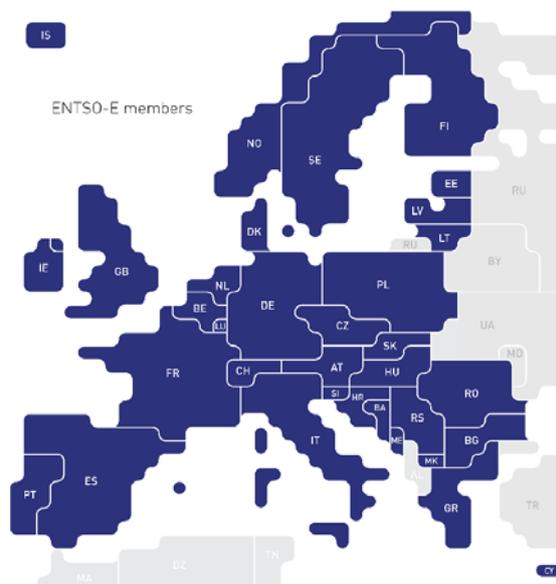


Figura 62 - Paesi Europei membri ENTSO - E

Tra gli importanti compiti affidati dalla legislazione Europea all'ENTSO-E vi sono quelli di promuovere e gestire un efficace e trasparente accesso alle reti di trasmissione tra le frontiere, soddisfare le esigenze del mercato interno dell'energia e facilitare l'integrazione dei mercati interni Europei, garantendo la gestione coordinata e lo sviluppo della rete europea di trasmissione dell'energia elettrica nel rispetto dell'ambiente.

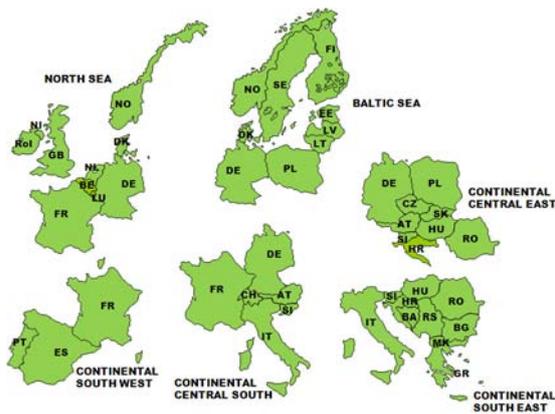


Figura 63 - Regioni dell'ENTSO-E

L'ENTSO-E ha anche il compito di elaborare codici di rete e 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 rilevanti Ricerche e Sviluppi 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.

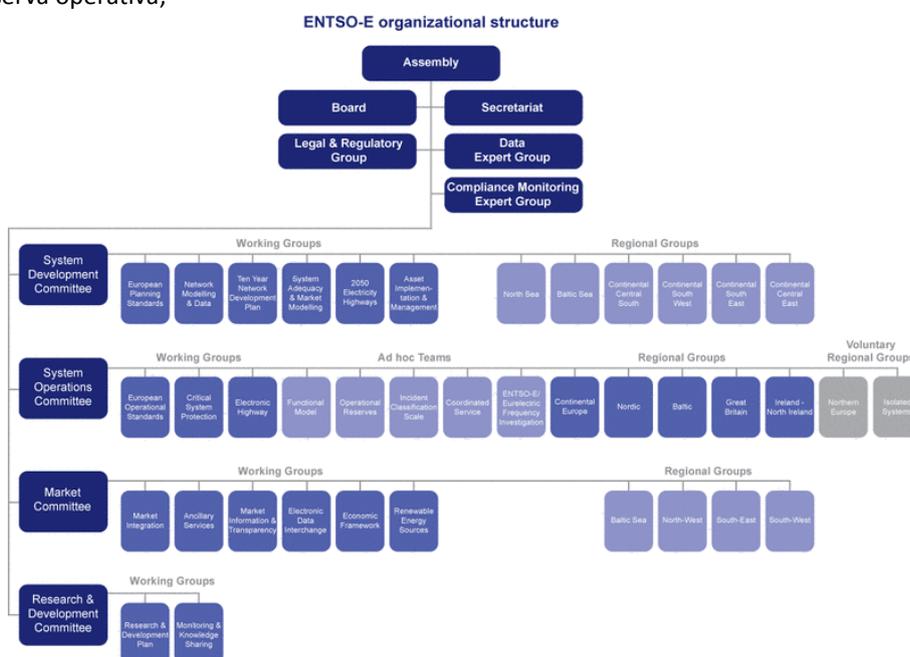


Figura 64 - Struttura organizzativa dell'ENTSO-E

### 3.2 L'impegno di Terna in ENTSO-E

Terna, in quanto operatore del sistema elettrico nazionale, è presente all'interno dell'associazione dei gestori europei con un rappresentante tra i Membri del Consiglio, tre rappresentanti con la carica di convenor nei WGs "System Adequacy and Market Modelling", "Regional Group Continental Central South" e "Network Modelling and Data" e con circa 40 rappresentanti coinvolti nei vari gruppi di lavoro dei diversi comitati e gruppi regionali. Dall'avvio dell'ENTSO-E, Terna ha consolidato il suo ruolo sia nelle attività di presidenza sia nelle attività di coordinamento; tra le attività che vedono sempre più impegnati i rappresentanti di Terna in ambito ENTSO-E ci sono:

- il miglioramento della **trasparenza dei dati fondamentali per il mercato elettrico** e agli obblighi aggiuntivi nei confronti degli operatori del mercato con i quali Terna insieme ai gestori di rete europei si sta confrontando per effetto delle linee guida che la Commissione Europea ha presentato alla fine del 2011;
- la definizione dei primi **codici di rete europei**, sulla base degli orientamenti quadro disposti dall'ACER e suscettibili di applicazione diretta nella regolazione nazionale una volta adottati dalla CE, che ENTSO-E ha l'obbligo di definire in conformità con il Regolamento Comunitario.

- I codici di rete, in fase di definizione, riguardano:
- la connessione dei generatori, da adottare entro la prima metà del 2012, di cui sul sito ENTSO-E è già disponibile una prima versione "pilot"<sup>33</sup>;
  - i codici di rete in materia di mercato elettrico, da adottare entro la fine del 2013, che oltre a regolare la definizione della capacità transfrontaliera e l'allocazione della stessa, dovranno definire le regole per attuare i piani di azione sui *target models* per l'integrazione dei mercati a livello europeo;
  - le attività di system operation e la gestione delle congestioni transfrontaliere tra degli Stati membri dell'ENTSO-E.
  - i **piani di investimento Regionali**, tra cui quello coordinato da Terna per la regione Continental Central South, ed il **Piano di Sviluppo Decennale della rete elettrica Europea TYNDP**, dando particolare evidenza alle attività in capo a Terna in materia di definizione degli scenari di produzione e consumo in linea con gli obiettivi comunitari di incremento delle rinnovabili al 2020 e di sviluppo dei modelli europei di rete e di mercato, ai fini della pianificazione del sistema di trasmissione europeo;
  - l'elaborazione dei rapporti ENTSO-E riguardanti l'adeguatezza del sistema elettrico in materia di sicurezza nazionale o regionale di fornitura per il periodo estivo ed invernale, mettendo in luce le possibilità per i vicini paesi di contribuire all'equilibrio tra domanda e generazione in situazioni critiche, e dei rapporti a consuntivo sulla domanda e la generazione in Europa nel periodo 2011-2025;
  - il contributo alla definizione del prossimo regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee che abroghebbbero la precedente decisione n. 1364/2006 introducendo le modalità di individuazione dei progetti di importanza pan-Europea ed il ruolo del piano di sviluppo europeo redatto dall'ENTSO-E;
  - la redazione del piano per la ricerca e lo sviluppo di ENTSO-E, che ha dato impulso alle iniziative della CE nel Piano Strategico per la Tecnologia Energetica (SET Plan) e all'iniziativa Reti intelligenti (EEGI), incentrata sull'evoluzione delle reti e delle *smart grids*;
  - il contributo al regolamento comunitario relativo al meccanismo di compensazione tra i TSO sui costi sostenuti per effetto dei transiti (ITC), che ricalca l'impegno di Terna in ENTSO-E finalizzato a contenere i costi per l'ITC a carico del sistema paese, in linea con l'Accordo ITC 2010 sottoscritto in ambito ENTSO-E;
  - le attività finalizzate all'introduzione di meccanismi di market coupling su base regionale in vista dell'introduzione di nuovi modelli di governance per la gestione coordinata delle congestioni; collaborare alla redazione dei rapporti di *overview* tariffaria per i TSO europei.

### 3.3 I drivers dello sviluppo della rete Europea

Il Regolamento Comunitario n. 714/2009, oltre che sancire di fatto l'associazione ENTSO-E, stabilisce anche i compiti affidatigli e gli obiettivi che questa deve raggiungere. Secondo la normativa di cui sopra, lo scopo principale dell'ENTSO-E è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e l'evoluzione tecnica della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di garantire:

- aumentare l'utilizzo di FER al 20% della produzione totale di energia entro il 2020;
- promuovere ulteriormente il mercato interno dell'energia (IEM), riducendo congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza dell'approvvigionamento (SOS) e l'affidabilità del sistema di un sistema di trasmissione sempre più complesso che collega 525 milioni i cittadini in tutta l'area ENTSO-E.

Per raggiungere questi obiettivi è fondamentale definire in quale direzione orientare lo sviluppo della rete di trasmissione europea e quali scenari di riferimento devono essere considerati come oggetto di studi e analisi, considerando le indicazioni provenienti dall'ambito Comunitario, dagli operatori del sistema elettrico e dai gestori nazionali del sistema elettrico.

Lo sviluppo della rete di trasmissione è basato principalmente sull'evoluzione prevista della domanda e della generazione di energia elettrica. ENTSO-E pertanto, in base all'art. 8 Reg. CE 714/2009, deve elaborare il proprio Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea (TYNDP) considerando le previsioni di adeguatezza della rete e gli scenari previsionali della domanda e della generazione in un orizzonte temporale di medio-lungo termine.

<sup>33</sup> [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

Tali previsioni sono pubblicate annualmente nel rapporto chiamato “Scenario Outlook e Adequacy Forecast”. Il Report “**Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2012 – 2025**”<sup>34</sup> (SO&AF 2012-2025), pubblicato dall’ENTSO-E, analizza l’adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione nei tre diversi scenari di riferimento:

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

In virtù delle politiche energetiche sempre più restrittive, mirate all’ottimizzazione ed all’efficientamento dei consumi energetici, e in considerazione del rapido sviluppo delle fonti rinnovabili, emerge che la capacità totale di generazione (NGC) nel suo complesso è in aumento, in particolare negli *scenari B* e *EU2020*. La generazione da fonte eolica, fotovoltaica, da biomasse e da fonte idrica, partecipa con una quota sempre crescente alla capacità complessiva arrivando a occupare nel 2020 un valore intorno al 50%, sia nello *scenario EU2020*, sia nello *Scenario B*, a fronte della capacità di generazione da impianti a combustibili fossili pari a circa il 36% nel 2020 in entrambi gli scenari.

Fra gli impianti di generazione da fonte fossile, le centrali a gas rappresentano la quota maggiore della capacità in relazione alla diminuzione della quota appartenente alle centrali a carbone.

Complessivamente per i prossimi anni è previsto un aumento netto di capacità installata di circa 337 GW, di cui 290 GW di generazione da fonte rinnovabile (fonte ENTSO-E, *Scenario B*).

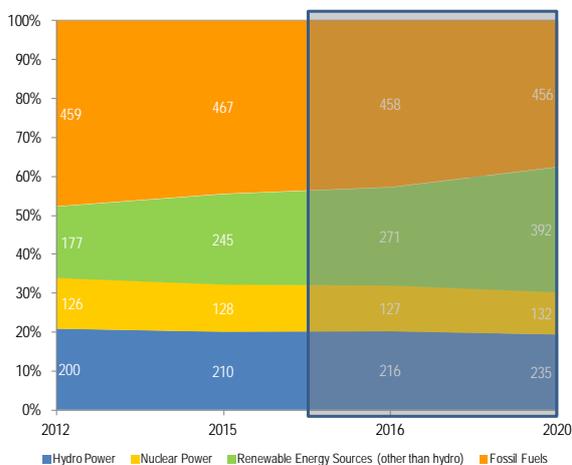


Figura 65 - Previsione Sviluppo del Parco produttivo perimetro ENTSO-E nello scenario EU2020 [GW] (fonte: ENTSO-E)

Lo sviluppo dei consumi è costante e regolare, raggiungendo un incremento fra i 30 (*scenario EU2020*) e i 45 GW (*scenario B*) al 2020.

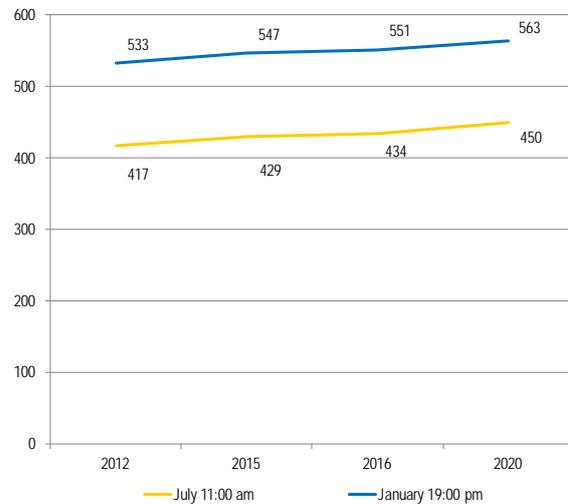


Figura 66 - Previsione Crescita del Carico Europeo perimetro ENTSO-E nello scenario EU2020 [GW] (fonte: ENTSO-E)

Occorre considerare, in aggiunta a tutto ciò, che sono in corso ulteriori analisi relative alle ricadute dei nuovi target europei, con i quali ogni Paese si sta confrontando, in particolare l’Italia con il nuovo meccanismo di incentivazione delle rinnovabili, la Germania e la Svizzera con la politica di dismissione della generazione nucleare.

### 3.4 Piano di Sviluppo Decennale della Rete Elettrica Europea (TYNDP) 2012

Nell’attuazione del *Terzo Pacchetto Energia*, la Commissione Europea si è posta l’obiettivo di affrontare le problematiche energetiche reali sotto il profilo della sostenibilità, delle emissioni dei gas serra, della sicurezza dell’approvvigionamento e della dipendenza dalle importazioni transfrontaliere. Il tutto senza tralasciare la competitività e la realizzazione effettiva del mercato interno dell’energia, promuovendo una pianificazione coordinata dello sviluppo della rete di trasmissione europea attraverso la definizione di un Piano di Sviluppo Europeo *non vincolante* (art. 8 comma 3 Regolamento n. 714/2009) al fine di programmare gli investimenti e tenere sotto controllo gli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione in modo da l’identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda la capacità transfrontaliere

Gli obiettivi principali del TYNDP sono quindi di garantire la trasparenza e supportare i processi decisionali a livello regionale ed europeo. Il Piano di sviluppo Europeo dell’ENTSO-E è il documento di riferimento più completo ed aggiornato a livello europeo riguardo l’evoluzione della rete di

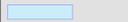
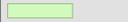
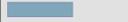
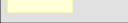
<sup>34</sup> [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

trasmissione elettrica Europea e definisce gli investimenti più significativi che contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea.

A seguito della prima edizione “pilota” avvenuta nel giugno 2010, quest’anno ENTSO-E pubblicherà sul proprio sito web<sup>35</sup> il Piano. Questo Piano sarà il primo piano ufficiale della rete di trasmissione europea a valle del Regolamento comunitario n. 714/2009 che ha ufficializzato l’ENTSO-E, rendendo obbligatorio il suo mandato nel processo di regolazione sovranazionale per l’integrazione dei mercati e lo sviluppo delle reti Europee. Il Piano di Sviluppo Europeo, che sarà pubblicato a giugno 2012, sarà affiancato dai 6 Piani di Investimento Regionali (RIP) e dal documento SO&AF 2012-2025, dando così un quadro di riferimento completo degli scenari evolutivi di del sistema di trasmissione europea e di quello che i TSOs si impegnano ad attuare per raggiungere gli obiettivi comunitari prefissati a livello Europeo e Regionale. Inoltre, la sinergia tra i vari interventi di sviluppo programmati dai singoli TSOs permetterà di individuare i macro progetti Pan-Europei che costituiranno la base dello sviluppo integrato e coordinato della rete di trasmissione Europea.

L’edizione del TYNDP 2012 si articola di una descrizione dei progetti di sviluppo di interesse europeo, delle mappe dei progetti di sviluppo nel medio e lungo termine e da una valutazione qualitativa/quantitativa dei benefici che la loro realizzazione potrà apportare al sistema elettrico Europeo in termini di incremento della capacità di trasmissione transfrontaliera (Grid Transfer Capacity – GTC), integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, riduzione emissioni di CO<sub>2</sub>, affidabilità e sicurezza della fornitura di energia elettrica, congestioni ridotte e riduzione delle perdite di rete. Tali benefici derivano da studi di rete e di mercato portati avanti dai TSOs ed in particolare dai *subgroups* di cui Terna fa parte, contribuendo con un notevole impegno di risorse e di *know-how* che le hanno conferito un ruolo guida all’interno di essi.

Il TYNDP 2012 documento sarà sottoposto, a partire dal mese di marzo 2012, ad un processo di consultazione pubblica della durata di sei settimane, che si concluderà ad aprile 2012.

Legend	
COLOR	
	Existing generation evacuation
	Future generation evacuation
	Reliable grid operations issues
	Aging/obsolescence of network equipment
	Generation decommissioning
	Isolated systems to be connected
	Demand of growth

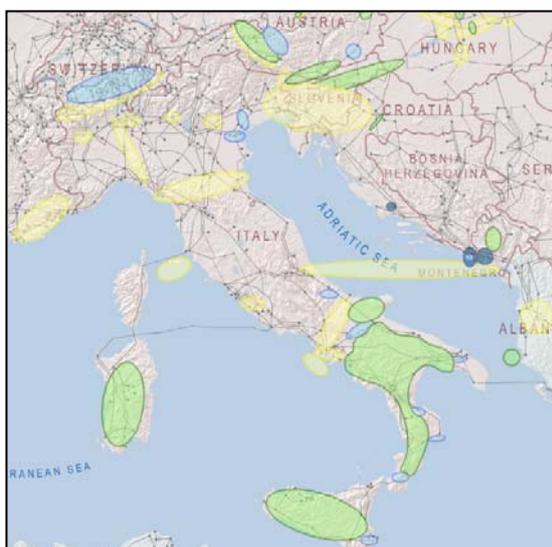


Figura 67 - Mappa di investimenti delle esigenze di sviluppo nel medio termine nel gruppo regionale “CCS” (fonte: ENTSO-E)

In questo contesto il TYNDP sarà il documento di riferimento metodologico ed effettivo che veicolerà l’imminente Pacchetto di Infrastrutture dell’Energia (Energy Infrastructure Package – EIP) presentato dalla Commissione Europea, come ENTSO-E suggerisce nel proprio contributo all’EIP stesso. La proposta per il nuovo Regolamento, attualmente al vaglio del Consiglio e del Parlamento Europeo, stabilisce i nuovi orientamenti comunitari per lo sviluppo e l’interoperabilità di corridoi energetici prioritari in materia di infrastrutture energetiche, che si applicano a partire dal 01 gennaio 2013 e:

- dispone le regole per individuare i progetti di interesse comune (capitolo 2 e allegati I, II, III e IV);
- interviene sui procedimenti autorizzativi per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune (capitolo 3 e allegato IV);
- definisce le regole per la ripartizione dei costi per realizzare gli investimenti con impatti transfrontalieri e per l’assegnazione degli incentivi a copertura dei rischi per i progetti di interesse comune (capitolo 4);
- determina l’ammissibilità dei progetti di interesse comune all’assistenza finanziaria della EU attraverso contributi per studi e realizzazioni e attraverso gli strumenti

<sup>35</sup> [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

finanziari previsti nel nuovo “meccanismo di collegamento per l’Europa” (CEF: “*Connecting Europe Facility*”), oggetto di una separata proposta di regolamento che si applica a partire dal 01 gennaio 2014 con una dotazione complessiva di 9,1 Mld di euro dal 2014 al 2020 per i progetti infrastrutturali nel settore dell’energia (capitolo 5)

- sancisce l’abrogazione degli orientamenti in materia di reti trans europee nel settore dell’energia della decisione n. 1364/2006 (TEN-E) a partire dal **01 gennaio 2014**

Gli investimenti presenti nel TYNDP considerano tutti i progetti di interconnessione dell’Italia con l’estero. Il Piano riconosce inoltre la posizione strategica e baricentrica dell’Italia all’interno del bacino Mediterraneo, per l’integrazione elettrica dei Balcani e della sponda Nord Africana.

I principali interventi per il medio e lungo termine ricadono nei gruppi regionali “Continental Central South” e “Continental South East”.

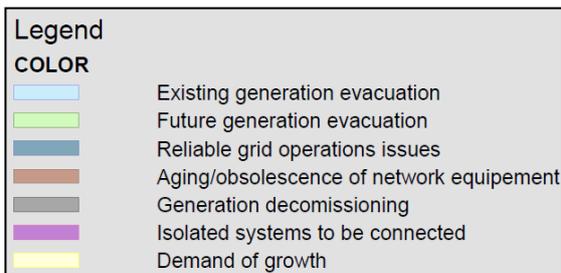


Figura 68 – Mappa di investimenti delle esigenze di sviluppo nel lungo termine nel gruppo regionale “CCS” (fonte: ENTSO-E)

### 3.4.1 Continental Central South Region

La regione Continental Central South (CCS) del System Development Cometees è composta da 6 nazioni: Austria (AT), Francia (FR), Germania (DE), Italia (IT), Slovenia (SL) e Svizzera (CH).

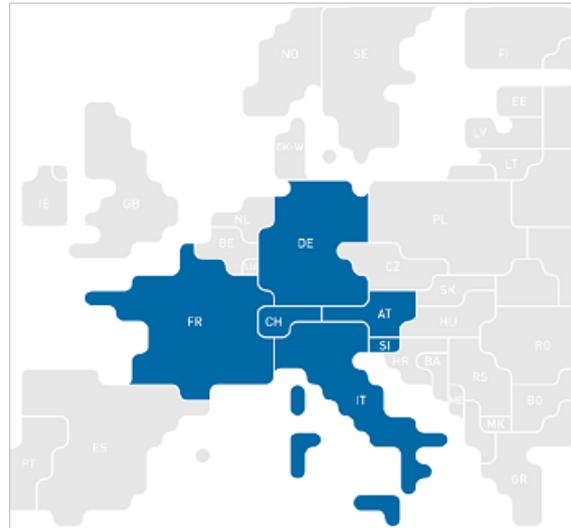


Figura 69 - Nazioni appartenenti alla regione Continental Central South

All’interno del TYNDP e del Regional Investment Plan sono descritti i principali interventi di interconnessione e di sviluppo interno che interessano le nazioni appartenenti al CCS necessari per raggiungere i target energetici europei.

In particolare, i progetti di sviluppo che riguardano la regione del CCS sono raggruppati geograficamente in:

Cluster Italia – Francia, al cui interno trovano spazio la futura interconnessione in DC tra le stazioni di Piossasco (IT) e Grande’Ile (FR), la rimozione delle limitazioni sull’esistente linea “Cornier – Piossasco”, l’installazione di un dispositivo di controllo dei flussi di potenza (PST) sulla rete 220 kV presso la S/E di Campososso; i nuovi collegamenti a 380 kV “Trino – Lacchiarella” e “Casanova – Asti – Vignole”.

Cluster Italia – Svizzera, oltre al rafforzamento delle interconnessioni esistenti con delle nuove ancora in fase di studio, sono previsti i rinforzi interni lato Italia, tra cui i nuovi collegamenti 380 kV tra Milano e Brescia, la razionalizzazione Valtellina ed il potenziamento dell’“Avisè – Chatillon”, e lato Svizzera con un nuovo collegamento tra Mettlen e Airolo.

Cluster Italia – Austria, che contiene il potenziamento 380 kV “Lienz (AT) – Cordignano (IT)”, il riclassamento della dorsale “Prati di Vize – Steinach”, due nuovi collegamenti interno all’Austria per permettere l’incremento di trasmissione di energia da Nord verso Sud e garantire la sicurezza di trasporto nelle condizioni N-1, i nuovi collegamenti e le nuove stazioni 220 e 380 kV nell’area del Triveneto. Inoltre, è in fase di studio un nuovo collegamento in AAT tra Italia e Austria.

Cluster Italia – Slovenia, in cui è previsto il potenziamento dell’interconnessione Italia – Slovenia attraverso un nuovo collegamento 380 kV

“Udine O.(IT) – Okroglo (SL)” e del rinforzo interno lato Italia “Udine O.- Redipuglia”; inoltre fanno parte di tale gruppo i rinforzi interni alla Slovenia e le ulteriori interconnessioni con Croazia e relativi rinforzi interni.



Figura 70 - Progetti Terna nel medio - termine contenuti nei Regional Plan di ENTSO-E

Cluster Austria – Germania, in cui è previsto un nuovo collegamento a 380 kv “St. Peter – Isar/Ottenhofen” con parziale riclassamento della direttrice 220 kv esistente ed i correlati rinforzi interni che servono aumentare la capacità di trasmissione dei flussi nord-Sud tra Germania ed Austria e permettono di integrare l’accesso della capacità di generazione idroelettrica prevista all’interno del mercato Austriaco ed europeo.

Cluster Germania – Svizzera – Austria, che riguarda principalmente le interconnessioni previste nell’area del lago di Costanza con i relativi rinforzi interni che serviranno ad aumentare gli scambi tra le nazioni in sicurezza nella condizione N-1 e ad incrementare la trasmissione dell’energia elettrica nella rete presente nell’area occidentale. Inoltre i rinforzi interni programmati consentiranno di migliorare la connessione tra le zone alpine ed i centri urbani, e a ridurre le congestioni di rete che limitano l’import reciprocamente da Francia, Germania, Austria e Svizzera.

Cluster Francia – Svizzera contiene alcuni rinforzi di rete compresi tra Francia e Svizzera, finalizzati a ridurre l’influenza della produzione idroelettrica nelle Alpi e dello scambio sul confine Italiano sui flussi di potenza tra i due Paesi.

Tra le interconnessioni con Paesi non membri dell’ENTSO-E, sono previsti nuovi collegamenti con Tunisia, Algeria e Libia ed un nuovo collegamento in cavo marino tra l’isola di Malta e la Sicilia.

Altri progetti, più a lungo termine, coinvolgono Francia, Austria e Italia e riguardano l’utilizzo dei corridoi Europei per il trasporto su rotaia, da sfruttare per realizzare nuovi collegamenti elettrici.

### 3.4.2 Continental South East Region

Il Continental South East Regional Group si compone, oltre all’Italia, della Slovenia (SL), Croazia (HR), Ungheria (HU), Bosnia-Erzegovina (BA), Montenegro (ME), Serbia (RS), Repubblica di Macedonia (MK), Romania (RO), Bulgaria (BG) e Grecia (GR).

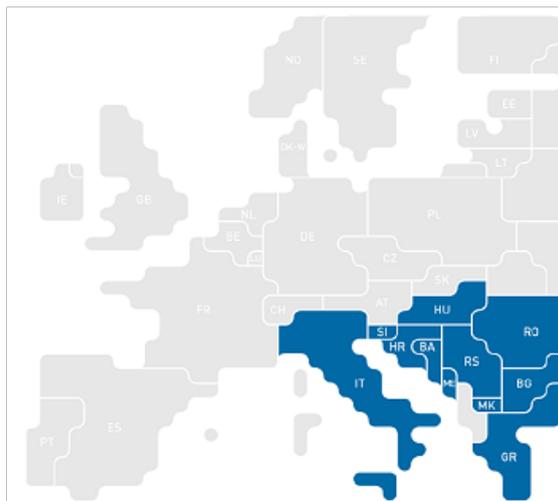


Figura 71 - Nazioni appartenenti alla regione Continental South East

I progetti contenuti nel Piano regionale del Continental South East annoverano oltre che al nuovo collegamento Italia – Slovenia, anche la nuova interconnessione tra Italia e Montenegro.

Italia – Montenegro: nuovo collegamento in corrente continua tra il nodo Italiano di Villanova ed il Montenegro (futuro nodo di Tivat/Kotor), il pieno utilizzo del collegamento è garantito anche dagli sviluppi interni previsti nell’area dei Balcani. Gli altri progetti, che coinvolgono anche investitori privati, interessano la frontiera Italiana verso Albania, Croazia e Grecia.

Il Piano include anche gli interventi necessari a rafforzare la rete dell’area dei Balcani e include le interconnessioni tra Ungheria – Slovenia – Croazia, “Serbia – Rep. Macedonia” e “Serbia – Romania” nel medio termine e i nuovi collegamenti “Croazia – Bosnia Erzegovina” “Montenegro – Bosnia Erzegovina – Serbia” nel lungo termine.

Tra le interconnessioni con Paesi non membri dell’ENTSO-E è previsto a breve il nuovo collegamento 400 kv tra Rep. Macedonia ed Albania e Romania – Moldavia; inoltre sono di particolare interesse i rinforzi funzionali alla riconnessione con la Turchia, anche attraverso un nuovo collegamento sottomarino in corrente continua con la Bulgaria.



Figura 72 - Progetti Terna nel lungo - termine contenuti nei Regional Plan di ENTSO-E

### 3.4.3 Network Code

Il Codice di Rete europeo (Network Code) rientra tra le attività svolte da Terna in ambito ENTSO-E con lo scopo di armonizzare le regole di connessione alla rete elettrica europea ed uniformarle per tutti gli stati membri della Comunità Europea, in attuazione del Terzo Pacchetto interno del mercato dell'energia (direttiva 2009/72/CE). Il processo di sviluppo della struttura del Codice di Rete è definita negli articoli 6 e 8 della regolamentazione europea in ambito di elettricità e gas.

In accordo con le disposizioni europee la struttura del codice di rete deve rispondere alle seguenti esigenze:

- Regole per l'affidabilità e la sicurezza della rete, includendo regole per la riserva di capacità di generazione per l'esercizio in sicurezza della rete;
- Regole per la connessione alla rete;
- Regole per l'accesso alle reti da parte di soggetti terzi;
- Regole di interoperabilità;
- Procedure di emergenza;
- Regole per l'allocazione di capacità e la gestione delle congestioni;
- Regole per la commercializzazione relativamente alle previsioni tecniche ed operative per i servizi di accesso alla rete e per l'equilibrio di sistema;
- Regole di trasparenza;
- Regole che includano procedure per la riserva di potenza;

- Regole riguardanti l'armonizzazione della struttura tariffaria tra tutti i TSO;
- Efficienza energetica riguardante la rete elettrica.

Tra queste attività, si caratterizzano per un preminente interesse della pianificazione le "Regole per la connessione alla rete" e le "Regole per l'accesso alle reti da parte di soggetti terzi", in quanto interessano i nuovi soggetti che avranno accesso alla rete e pertanto ne determineranno il contesto futuro.

Il 29 Luglio 2011 la Comunità Europea ha dato mandato ad ENTSO-E per la realizzazione del Network Code in accordo con il regolamento 714/2009/EC e basato secondo le linee guida stabilite dall'ente regolatore europeo ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) con disposizione del 20 Luglio 2011.

In anticipo rispetto alle linee guida stabilite dall'ACER, ENTSO-E aveva avviato, già dall'estate del 2009, un processo di consultazione pubblica e informale con i diversi stakeholders che si è concluso nel Marzo 2011, data di entrata in vigore del regolamento 714/2009/EU.

Il 2 Novembre 2011 ENTSO-E ha pubblicato un aggiornamento di bozza del Network Code sui requisiti di connessione applicabile a tutti i generatori, attualmente in consultazione pubblica fino alla fine di Gennaio 2012.

Il Codice di Rete pilota, nella sua articolazione "Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", ha lo scopo di fornire la prima struttura legalmente condivisa per l'armonizzazione dei requisiti di connessione alla rete elettrica, su scala europea, da parte di tutti gli utenti, e di facilitare le pratiche, ridurre i costi di sviluppo e di investimento nonché armonizzare contenuti tecnici e strutturali dei Codici di Rete nazionali.

### 3.5 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (METS0)

Il Progetto, in fase di finalizzazione, riguarda la cooperazione fra i gestori di reti per lo sviluppo degli scambi internazionali di energia a scala regionale e la gestione coordinata delle reti del Mediterraneo, in rapporto dialettico con Entso – E e Medreg.

Lo strumento è la costituzione dell'Associazione degli operatori di rete del Mediterraneo (Mediterranean Transmission System Operators – METSO).

I promotori del Progetto sono Terna, l'azienda elettrica algerina (Sonelgaz, la maggiore del Maghreb), e l'azienda elettrica tunisina (STEG).

L'iniziativa ha suscitato un forte interesse internazionale, a livello istituzionale, politico ed industriale. Circa due terzi dei 24 TSO rivieraschi del Mediterraneo hanno già firmato la lettera d'intenti per aderire all'Associazione.

A Novembre 2011 si è svolta la prima riunione organizzativa tra i TSO, sotto l'egida di Medreg (associazione dei regolatori dell'elettricità e del gas del Mediterraneo) e dell'Assemblea Parlamentare del Mediterraneo.

Le principali finalità di METSO sono:

- incoraggiare l'integrazione dei sistemi elettrici dell'area METSO in particolare sulla base di studi ed analisi dell'adeguatezza dei sistemi interconnessi;
- favorire l'adozione a livello regionale di criteri comuni e regole armonizzate, trasparenti e non discriminatorie di accesso alle ed utilizzo delle reti;

- promuovere in condizioni di sicurezza l'integrazione nei sistemi elettrici delle diverse fonti di energia, in particolar modo delle fonti rinnovabili e delle fonti di nuova generazione;
- promuovere lo scambio di informazioni, di analisi e di raffronti delle diverse esperienze in tema di trasmissione dell'elettricità nei paesi dell'area METSO.

L'Associazione intende costituire uno spazio libero ed indipendente di concertazione tra i TSO della regione, nonché il necessario collegamento tra le funzioni di regolazione (proprie delle Autorità di regolazione) e quelle di gestione operativa dei sistemi elettrici: METSO si pone dunque come l'interlocutore naturale di Medreg (associazione dei regolatori dell'elettricità e del gas del Mediterraneo) e di Entso-E.

La costituzione formale dell'Associazione è prevista nel 2012.



## 4 Nuovi interventi di sviluppo

### 4.1 Premessa

Il presente capitolo riporta sinteticamente le nuove attività di sviluppo della RTN pianificate nel corso del 2011 in risposta alle principali criticità di rete attuali e previste in futuro.

Le nuove azioni di sviluppo programmate sono descritte nel dettaglio in coda alla sezione I del presente Piano (capitolo 7) e consistono in interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni dello stato di consistenza e variazioni della capacità di trasporto. Tali nuove esigenze di sviluppo si aggiungono agli interventi già pianificati negli anni precedenti che sono invece riportati nella sezione II del presente documento.

Per minimizzare i possibili rischi dovuti alle incertezze del processo di pianificazione (localizzazione e l'ordine di merito delle produzioni, le interconnessioni private con l'estero) vengono individuate quelle soluzioni di sviluppo caratterizzate dal più elevato possibile livello di flessibilità e polivalenza, intese cioè a garantire la migliore capacità di adattamento della rete alle diverse possibilità di evoluzione del sistema elettrico nei diversi scenari.

Mantenendo ferma l'esigenza di assicurare in ogni caso il rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio della rete di trasmissione, le diverse alternative di sviluppo sono inoltre verificate dal punto di vista tecnico – economico confrontando i costi stimati di realizzazione dell'intervento con i relativi benefici in termini di riduzione degli oneri complessivi di sistema, al fine di massimizzare il rapporto benefici/costi.

Tali valutazioni tengono conto, dove possibile, dei rischi di disalimentazione delle utenze, della possibilità di incrementare la capacità di interscambio con l'estero, dei costi delle congestioni di rete, del prevedibile andamento del mercato elettrico, delle perdite di trasmissione.

Ulteriori elementi di valutazione delle soluzioni di sviluppo sono correlati all'opportunità di razionalizzare le esistenti reti in altissima (AAT) e alta tensione (AT), alla riduzione dell'impatto ambientale dei nuovi impianti e al rispetto delle esigenze di interoperabilità delle reti elettriche.

Come caso particolare si ricordano le stazioni di trasformazione AAT/AT che offrono la possibilità di ottenere un impatto ambientale complessivamente minore e un rapporto benefici/costi vantaggioso, rispetto a soluzioni di sviluppo alternative che richiederebbero il potenziamento di estese porzioni

di rete AT per garantire analoghi livelli di qualità e sicurezza di alimentazione delle utenze.

In generale si cerca di adottare soluzioni tecnologiche che consentano di sfruttare al meglio i corridoi infrastrutturali identificati per accogliere i nuovi interventi di sviluppo e potenziare la capacità garantita di quelli esistenti, valutandone caso per caso i potenziali benefici e gli eventuali svantaggi/rischi.

Per maggiori dettagli sui criteri utilizzati si rimanda ai precedenti Piani di Sviluppo e al Codice di rete.

### 4.2 Programmazione temporale delle attività di sviluppo

In base alle esigenze elettriche a cui rispondono e all'orizzonte temporale in cui ricadono, gli interventi di sviluppo presenti nel Piano possono essere allocati per costruire due perimetri:

- interventi previsti nel breve – medio termine;
- interventi di lungo termine.

Tale suddivisione riflette da un lato l'importanza e l'urgenza della realizzazione delle nuove infrastrutture della RTN programmate in risposta alle criticità di rete già manifeste o attese nei prossimi anni, dall'altro l'effettiva possibilità di giungere al completamento delle opere nell'intervallo di tempo in questione anche considerate le difficoltà di natura autorizzativa connesse alla realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione.

Altri interventi di sviluppo, considerati meno urgenti soprattutto dal punto di vista della sicurezza, rispondono a esigenze della RTN di più lungo respiro con una visione che abbraccia un arco temporale di lungo periodo.

In alcuni casi, tali attività sono espresse attraverso proposte di interventi meno definite nel dettaglio e caratterizzate da una maggiore flessibilità in relazione alla loro adattabilità nel territorio.

### 4.3 Classificazione degli interventi di sviluppo

I principali nuovi interventi di sviluppo si possono classificare in base alle principali esigenze che li hanno determinati e sulla base delle principali finalità (intese come benefici che determinano gli stessi sulla rete di trasmissione nazionale):

- Interventi volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato ed i poli di produzione limitata, le congestioni intrazonali ed i vincoli al pieno sfruttamento della capacità

produttiva degli impianti di generazione più efficienti e di quelli da fonti rinnovabili;

- interventi volti ad incrementare la Net Transfer Capacity (NTC) sulle frontiere elettriche;
- Interventi per la qualità, la continuità e la sicurezza del servizio;
- Interventi per lo sviluppo di sistemi di accumulo finalizzati a ridurre le congestioni che limitano l'utilizzo degli impianti da fonti rinnovabili.

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

Il dettaglio di tutti gli interventi è riportato nel capitolo "Dettaglio nuovi interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (EDIZIONE 2012)" (capitolo 7).

#### 4.4 Interventi per la riduzione delle congestioni

Di seguito sono riportate in sintesi le nuove attività previste funzionali alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione e di subtrasmissione e che rivestono una particolare rilevanza dal punto di vista delle esigenze di miglioramento della sicurezza per il servizio di trasmissione e per il sistema elettrico, oltre che per favorire la produzione da fonti rinnovabili.

Tabella 12 – Interventi per la riduzione delle congestioni

Area	Intervento
Centro	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise
	Elettrodotta 132 kV Fano – S.Colomba
Sud	Elettrodotta 150 kV Noci-Martina Franca
	(Nuovi) Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia
	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania
	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud

#### 4.5 Interventi per lo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

In aggiunta agli interventi sopraelencati, sono di seguito richiamati gli interventi prioritari relativi a nuove attività di sviluppo che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo diffuso su rete attuale e previsionale funzionali alla riduzione delle limitazioni alla piena produzione delle fonti rinnovabili.

Tabella 13 – Interventi per lo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Area	Porzione di rete oggetto di intervento
Centro Sud	Direttrice 150 kV "Foggia – San Severo CP – Serracapriola – San Martino in Pensilis – Portocannone – Larino"
Sud	Direttrice 150 kV "Foggia–Carapelle–Stornara–Cerignola–Canosa–Andria"
	Direttrice 150 kV "Benevento II – Volturara – Celle S.Vito"
	Direttrice 150 kV "Benevento II – Montecorvino"
	Direttrice 150 kV "Foggia – Lucera – Andria"
	Direttrice 150 kV "Galatina SE – Martignano – San Cosimo – Maglie – Diso – Tricase – Galatina SE"
	Direttrice 150 kV "Scandale – Crotone – Isola C.R. – Cutro – Belcastro – Simeri - Catanzaro"
Sicilia	Direttrice 150 kV "Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente"

#### 4.6 Interventi per la qualità, continuità e sicurezza del servizio

Nel seguente paragrafo sono individuate le principali attività atte prevalentemente a migliorare la qualità, la continuità e la sicurezza del servizio nelle aree di rete maggiormente critiche sotto questi aspetti.

Si tratta anche di interventi che consentono di prelevare potenza dalla rete AAT e di immetterla sulla rete AT di trasmissione e di distribuzione per lo più in punti baricentrici rispetto alle aree di carico in costante crescita, riducendo così le perdite di energia in rete, migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo, con notevoli benefici ambientali.

Tabella 14 – Interventi per la qualità, continuità e la sicurezza del servizio

Area	Intervento
Nord Ovest	Stazione 380 kV Castelnuovo
	Elettrodotta 132 kV Bistagno-Canelli

Area	Intervento
Nord	Stazione 380 kV Flero (ATR)
	Rete 132 kV Verderio-Dalmine
Nord Est	Stazione 380 kV Sandrigo (ATR)
	Stazione 380 kV Dugale (ATR)
	Stazione 380 kV Planais (Reattanza)
	Stazione 380 kV Udine Ovest (Reattanza)
	Stazione 220 kV Glorenza (ATR)
	Rete 132 kV area Nord Venezia
	Rete 132 kV Latisana-Caorle
Centro Nord	Elettrodotto 132 kV Quarto inf. – Colunga
	Elettrodotto 132 kV S.MartinoXX – S.Arcangelo
	Elettrodotto 132 kV Guasticce - Cascina
	Rete AT provincia di Piacenza
	Stazione 380 kV Parma Vigheffio (ATR)
	Stazione 380 kV Marginone (Reattanza e Condensatore)
	Stazione 380 kV Colunga (Condensatore)
	Stazione 380 kV Casellina (Condensatore)
Sud	Stazione 380 kV Patria (Reattanza)
	Stazione 220 kV Castelluccia (Reattanza)
Sicilia	Elettrodotto 150 kV Paternò-Belpasso
Sardegna	Rete AT provincia Carbonia-Iglesias

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

##### Piano di rifasamento della rete

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

Infatti, in determinate situazioni (cfr. par. 2.2.3), la copertura dei margini di reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio (attuali o futuri). Tale evenienza può dipendere da svariate cause, tra cui le principali sono correlate al verificarsi dei seguenti fenomeni:

- importazioni di potenza attiva senza per contro importazioni di potenza reattiva<sup>36</sup>;
- transiti di potenza che si instaurano sulle linee a 380 – 220 kV della rete di trasmissione e che determinano, nel loro complesso, un comportamento della stessa come un ulteriore carico aggiuntivo di tipo induttivo o capacitivo, secondo le zone e le situazioni;
- limiti di produzione/assorbimento massimo di reattivo da parte dei principali generatori connessi alla rete AAT.

Inoltre, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo. Ne segue che, anche a livello di pianificazione, si rende necessario verificare se, nelle due situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - e cioè di massima e di minima richiesta nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene condotta con riferimento allo scenario di breve periodo (3 anni), in quanto:

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

##### Installazione di condensatori

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

Le nuove installazioni necessarie nel breve – medio termine<sup>37</sup> corrispondono a un totale di circa 500 MVar.

Il piano ottimale di installazione dei nuovi condensatori, che prevede l'inserimento della nuova potenza reattiva sulle sezioni a 132 – 150 kV

<sup>36</sup> È infatti noto che il transito di potenza reattiva sui collegamenti transfrontalieri deve essere, per quanto possibile, ridotto al minimo. Ciò al fine del rispetto delle regole ENTSO-E ed anche per massimizzare la possibilità di importazione.

<sup>37</sup> Alcune batterie potranno essere installate solo in un secondo tempo, in quanto previste in stazioni future attualmente nel piano di lungo periodo.

(batterie da 54 MVar l'una) di stazioni AAT/AT, interesserà le stazioni di seguito specificate:

- stazioni esistenti: Cappuccini (PG), Olbia<sup>38</sup> (OT) e Palau (OT), Sulcis (CA)<sup>39</sup>;
- stazioni previsionali: nuova stazione nell'area industriale di Vicenza<sup>40</sup>, nuova stazione in provincia di Macerata<sup>41</sup>, nuova stazione di Treviso<sup>42</sup>.

Le analisi di rete hanno evidenziato potenziali bassi livelli di tensione sull'anello 132 kV compreso tra le stazioni 380/132 – 150 kV di Rosara e Villanova; il profilo di tensione nell'area indicata potrebbe essere migliorato attraverso l'installazione di opportune batterie di condensatori in prossimità delle stazioni 132 kV di Marino D.T. e Teramo CP. Tali problematiche saranno risolte attraverso gli interventi di rete previsti nella S.E. 380 kV di Teramo<sup>43</sup>.

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

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

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

L'installazione della nuova potenza capacitiva sulla RTN porterà i seguenti principali benefici:

<sup>38</sup> Le stazioni di Olbia e Palau sono Cabine Primarie.

<sup>39</sup> La batteria di condensatori, di taglia 80-120 MVar, sarà installata sulla sez. 220 kV.

<sup>40</sup> Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Montecchio (VI)".

<sup>41</sup> Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Abbadia (MC)".

<sup>42</sup> Previsti due banchi da 54 MVar

<sup>43</sup> Riassetto rete Teramo/Pescara.

- garantirà un sufficiente margine di riserva sulla generazione di potenza reattiva, necessaria a coprire l'aumento del fabbisogno futuro in potenza reattiva di tipo induttivo;
- garantirà migliori margini di tensione sui morsetti MT dei generatori al fine di prevenire possibili fenomeni di instabilità dovuti alla perdita di elementi di primaria importanza per la sicurezza del sistema elettrico nazionale (es. generatori di grossa taglia e/o elettrodotti fortemente impegnati);
- consentirà di ridurre mediamente le perdite in potenza alla punta sulla RTN.

Si evidenzia infine che sono state comunque effettuate analisi di sensibilità allo scopo di valutare se e come le realizzazioni, previste in un orizzonte di più lungo periodo, di futuri impianti di generazione autorizzati e/o di rinforzi di rete a 380 kV, potessero influenzare i risultati ottenuti. A conclusione di tali analisi si è riscontrata ancora la sostanziale validità del presente piano di rifasamento, con la conferma dei benefici complessivi dello stesso.

#### Installazione di reattanze di compensazione

La necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo (reattori) è una problematica che si è affacciata solo di recente nella gestione del sistema AAT, anche a seguito dei problemi di sicurezza del sistema elettrico che si sono evidenziati nel corso degli ultimi anni.

Infatti nelle ore di bassissima richiesta<sup>44</sup> di energia elettrica le tensioni sulla rete AAT tendono a raggiungere valori pericolosi a causa dello scarso impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno è necessario provvedere, con opportune manovre di esercizio, al contenimento degli effetti derivanti sulla rete. Tali azioni, che prevedono l'apertura di alcune linee e la riduzione del normale livello di magliatura della rete, comportano tuttavia una diminuzione dei margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico, oltre che un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

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

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

<sup>44</sup> In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al disotto del 40% rispetto alla punta massima.

- 600 MVar (n.3 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV del Piemonte (Casanova e Vignole e Piossasco);
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV della Lombardia (Bovisio e Turbigo<sup>45</sup>);
- 200 MVar nella sezione 380 kV di Forlì (FC);
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV dell'alto Lazio (Montalto e Aurelia);
- 200 MVar nella stazione 380 kV di Teramo(TE).

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

- 100 MVar nella sezione 220 kV di Cedegolo (BS);
- 50 MVar nella sezione 132 kV di Grosotto o di Stazzona (SO).

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

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

I notevoli benefici in termini di incremento dei livelli di sicurezza e stabilità del sistema elettrico associati alle soluzioni pianificate sono state confermate (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.

Inoltre si evidenzia che è stata prevista l'installazione di unità di compensazione sincrona a Codrongianos per una potenza complessiva di circa 500 MVA per migliorare la sicurezza nella rete sarda. Tali dispositivi, tuttavia oltre a migliorare il livello delle potenze di corto circuito hanno un effetto positivo sul controllo del livello di tensione dei nodi.

Recenti eventi di esercizio caratterizzati da elevati livelli di tensione localizzati principalmente nell'area

<sup>45</sup> L'installazione della compensazione nella stazione di Turbigo risulta meno prioritaria in quanto il fabbisogno di reattivo dell'area viene parzialmente soddisfatto dalla reattanza nella stazione di Bovisio.

di Napoli hanno evidenziato la necessità di analizzare le esigenze di dispositivi per la compensazione del reattivo anche su un orizzonte temporale di breve-medio periodo.

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

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

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

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

- Numero di ore in cui vi sono stati superamenti delle soglie di tensione (415 e 420 kV per i nodi 380 kV, 235 e 240 kV per i nodi 220 kV) nel 2011.
- 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 nel 2011 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 carico medio delle ore 13:00 registrato nel 2011, 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 15 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.

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

- 285 MVar nella stazione 380 kV di Patria (Na)
- 285 MVar nella stazione 380 kV di Feroletto (CZ)
- 285 MVar nella stazione 380 kV di Marginone (LU)
- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nelle stazioni del Friuli (Planais ed Udine Ovest)
- 165 MVar nella stazione 220 kV di Castelluccia (Na)
- 165 MVar nella stazione 220 kV di Cattolica Eraclea (AG)

È stata altresì prevista l'inserimento di nuova potenza reattiva sulle sezioni a 132-150 kV (batterie da 54 MVar l'una) di stazioni AAT/AT, nelle stazioni di seguito specificate:

- Bellolampo (PA)
- Forlì (FC)
- Casellina(FI)
- Colunga (BO)
- Marginone (LU)

Tabella 15 – Elenco priorità installazione reattori

Reattore	Livello Tensione	di	Scala di priorità
Patria	380 kV		 1
Aurelia	380 kV		 1
Castelluccia	220 kV		 1
Montalto	380 kV		 2
Piovasco	380 kV		 2
Bovisio	380 kV		 2
Cattolica Eraclea	220 kV		 2
Cedegolo	220 kV		 2
Marginone	380 kV		 3
Planais	380 kV		 3
Vignole	380 kV		 3
Forlì	380 kV		 3
Udine Ovest	380 kV		 3
Teramo	380 kV		 3
Casanova	380 kV		 4
Turbigo	380 kV		 4

## Smart Grids e soluzioni innovative per la sicurezza e qualità del sistema elettrico

Nell'ambito delle attività finalizzate alla realizzazione di una rete intelligente secondo i criteri della smart grid, Terna oltre agli interventi previsti nel par. 2.5.6 intende mettere in campo soluzioni innovative per il miglioramento della sicurezza e la qualità del sistema e per ottimizzare l'utilizzo della rete anche in presenza di elevata capacità produttiva da nuova generazione distribuita da fonti rinnovabili.

Di seguito sono riportate le principali iniziative previste:

*Progetto Pilota Storage Lab* (cfr. par. 5.4): nel quadro delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG Elt 199/11, il progetto si propone di massimizzare i benefici per il sistema elettrico derivanti dall'adozione di sistemi di accumulo innovativi;

*Dynamic Rating*: sistemi per la determinazione dinamica della capacità di trasporto degli elementi di rete in funzione delle reali condizioni ambientali e di esercizio;

a cui potrebbero aggiungersi nel medio periodo le seguenti iniziative al momento in fase di valutazione preliminare:

*Miglioramento dell'identificazione e controllo della rete con sistemi digitali*: sfruttando le potenzialità delle apparecchiature digitali 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 di sistemi di sicurezza del controllo, protezione e manovra: su reti di subtrasmissione (in particolare reti di distribuzione acquisite in RTN).

### 4.8 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio

Ulteriori possibilità di sviluppo, determinate principalmente da esigenze endogene della RTN, dall'import o dall'evoluzione del parco produttivo, richiedono ulteriori approfondimenti e, per essere completamente definite, si devono consolidare le ipotesi alla base delle decisioni da prendere. Pertanto queste possibilità non rientrano ancora nei programmi di intervento e quindi non sono state riportate nel capitolo "Dettaglio interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (Edizione 2011)".

### **Sviluppo della capacità sulla frontiera Francese**

Al fine di studiare una interconnessione tra il Sud est Francia e l'area Nord Ovest, sono stati finanziati dalla Commissione Europea gli studi nell'ambito dei progetti Trans-European energy networks<sup>46</sup>.

Gli studi, il cui completamento è previsto entro il 2012, sono condotti da Terna insieme al TSO francese RTE e sono finalizzati a valutare la fattibilità di massima e l'impatto sulla rete di trasmissione nazionale e sugli scambi transfrontalieri, di una nuova interconnessione HVDC che sfrutti la viabilità autostradale (in collaborazione con società titolari delle infrastrutture), nonché le esigenze di rinforzo della rete interna. Le analisi effettuate comprendono simulazioni di rete statiche per l'individuazione delle soluzioni elettriche più efficaci, studi di dinamica e di affidabilità con l'obiettivo di incrementare la sicurezza dei sistemi elettrici interconnessi e migliorare la competitività dei mercati.

### **Razionalizzazione dei sistemi elettrici dell'alta Val d'Adige**

Lo studio per la razionalizzazione del sistema elettrico che interessa il territorio della Val d'Adige prevede la definizione preliminare di un sistema integrato in AAT che, sfruttando anche una linea di interconnessione attraverso il Tunnel di base del Brennero, contribuisca a:

- aumentare la qualità dell'alimentazione dell'area interessata dall'intervento, mediante il trasporto in sicurezza della produzione idroelettrica locale e della potenza importata;
- diminuire i costi di esercizio e di manutenzione e le perdite di trasmissione;
- diminuire la superficie di territorio assoggettata a servitù di elettrodotto, con conseguenti benefici economici e ambientali.

Lo studio si è focalizzato sulla rete AAT del territorio delle Province di Trento e di Bolzano, individuando gli elettrodotti – soprattutto sul livello 220 kV – che possono essere eliminati e/o sostituiti da nuove direttrici a 380 kV, con conseguente vantaggio in termini di occupazione di territorio.

Sono inoltre state definite le esigenze elettriche di future stazioni, principalmente sul livello 380 kV, che devono svolgere funzioni di raccolta della produzione delle centrali idroelettriche (collocate specie sul 220 kV) e/o quelle di alimentazione dei carichi locali (soprattutto sul livello 132 kV).

Lo studio ha individuato il nodo 380 kV di Nave come possibile punto di aggancio del futuro sistema

di trasporto a 380 kV del Trentino Alto Adige con gli impianti della Lombardia e le analisi hanno inoltre evidenziato l'opportunità di potenziare le esistenti dorsali AAT verso la rete veneta.

### **Riclassamento a 380 kV di direttrici 220 kV esistenti**

Nella ricerca di sinergie con infrastrutture esistenti e lo sfruttamento di corridoi energetici presenti sono allo studio attività finalizzate alla ricostruzione di linee a 220 kV al livello superiore di 380 kV.

Tali interventi, come ad esempio il riclassamento a 380 kV della direttrice 220 kV che collega gli attuali impianti di Arezzo, Pietrafitta e Villavalle, della "Villavalle – Roma Nord", "Dugale – Castegnaro – Stazione 1" e "Presenzano – Capriati – Popoli" verso Villavalle, consentirebbero di rimuovere alcune congestioni interzonalmente potenzialmente riscontrabili in scenari di lungo periodo, sfruttando infrastrutture esistenti ed evitando l'asservimento di nuove aree territoriali.

In linea con questa strategia si inserisce l'obiettivo di migliorare la gestione dei livelli di tensione sulla rete rilevante abbandonando il concetto di rete a tre livelli, a favore di un modello di rete a due livelli: il 380 kV deputato alla funzione di trasmissione e il 132 – 150 kV a quella di subtrasmissione.

### **Razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna**

Nell'ambito del Comitato di Sorveglianza istituito presso il Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) per il monitoraggio della realizzazione delle attività di razionalizzazione correlate all'elettrodotto di interconnessione "San Fiorano–Robbia", proseguono anche le attività di analisi – da parte della Provincia di Sondrio, degli Enti locali e dei proprietari di rete coinvolti – di un elenco di interventi di razionalizzazione della rete di trasmissione della Valchiavenna, potenzialmente interessata da una nuova linea di interconnessione a 380 kV con la Svizzera.

### **Rinforzi rete AAT in Liguria**

In relazione al potenziamento dei poli di produzione della Liguria, sono allo studio adeguati interventi di rinforzo della rete primaria che, sfruttando le opportunità di potenziamento o riclassamento al livello di tensione 380 kV di impianti esistenti eserciti a 220 kV, consentano di superare i rischi di sovraccarico delle direttrici a 380 kV da Vado L. verso Torino e soprattutto verso La Spezia.

### **Direttrice AAT tra Lombardia e Veneto**

In considerazione dei flussi elevati sulla porzione di rete 380 kV che dai nodi della Lombardia alimenta il Triveneto, è allo studio la possibilità di rinforzare la

<sup>46</sup> 2009-E255/09-ENER/09/TEN-E-SI2.564583.

porzione di rete 380 kV con l'obiettivo di garantire maggiori margini di sicurezza di esercizio e ridurre le congestioni.

#### **Nuova stazione di trasformazione AAT/AT in Lombardia**

La concentrazione di carico compresa nell'area tra Como e Milano potrebbe rendere necessario l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dal 380 kV. È stato pertanto avviato uno studio specifico per l'individuazione di una zona baricentrica rispetto ai carichi dell'area su cui realizzare una nuova stazione di trasformazione a 380/132 kV.

#### **Potenziamento rete area Nord di Udine**

È allo studio la possibilità di potenziare la rete 220 kV e 132 kV nell'area Nord della provincia di Udine, al fine di superare i rischi di limitazioni all'esercizio, anche in relazione alle opportunità di import dall'Austria.

#### **Riassetto rete AT Venezia**

È allo studio la possibilità di potenziare la rete AT nell'area di Mestre, al fine di superare i limiti della rete attuale e poter garantire più ampi margini di sicurezza per l'alimentazione dei carichi della città di Venezia.

#### **Riassetto rete AT a Sud di Belluno**

La rete a Sud della provincia di Belluno è caratterizzata da limitazioni della capacità di trasporto, che causano, a loro volta una riduzione dell'affidabilità e della qualità del servizio. Pertanto è allo studio un riassetto generale dell'area al fine di garantire adeguati margini di sicurezza e di flessibilità di esercizio. Contestualmente saranno studiate le soluzioni più idonee per superare le attuali derivazioni rigide presenti.

Tali interventi potranno garantire la possibilità di effettuare un riassetto della rete di trasmissione esistente nell'area in esame, riducendone così l'impatto sul territorio.

#### **Riassetto rete AT nelle aree del Comelico e Cadore**

Contestualmente ai già previsti interventi di sviluppo nell'area della provincia di Belluno, al fine di superare rischi di limitazioni all'esercizio e garantire il pieno sfruttamento delle risorse idriche presenti nel Nord del Veneto, è allo studio la possibilità di potenziare la rete nelle aree del Comelico e del Cadore.

Tali interventi potranno garantire la possibilità di effettuare un riassetto della rete di trasmissione esistente nell'area in esame, riducendone così l'impatto sul territorio.

#### **Installazione di dispositivi di stabilizzazione dei profili di tensione**

Nel medio periodo lo sviluppo del parco produttivo in aree elettricamente distanti dal carico potrebbe determinare delle criticità dal punto di vista del dispacciamento economico e possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di stabilità della tensione. Queste nuove problematiche, tipiche delle analisi di sicurezza dinamica relative alla stabilità di tensione, vanno a sommarsi alle consuete necessità di controllo in condizioni di regime statico del profilo della tensione nelle ore di basso carico, dove i ridotti transiti e la riduzione della generazione tendono naturalmente ad incrementare la tensione sulla rete.

Al fine di far fronte a queste problematiche è allo studio la possibilità di utilizzare, ove ritenuto necessario, dei dispositivi di controllo rapidi della tensione quali STATCOM o SVC.

#### **Diretrice AAT di collegamento fra le dorsali Adriatica e Tirrenica**

In relazione al previsto incremento di capacità di scambio con l'area dei Balcani correlata alla realizzazione del nuovo collegamento sottomarino Italia Montenegro, nonché all'incremento capacità produttiva nella zona Sud imputabile a centrali termoelettriche tradizionali e soprattutto a nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, è allo studio la possibilità di realizzare una nuova trasversale tra la costa adriatica e tirrenica e di una trasversale appenninica.

#### **Ulteriori rinforzi rete AAT sezione Sud – Centro Sud**

In relazione al possibile ulteriore sviluppo del parco di generazione nelle regioni del Sud Italia, con particolare riguardo alle fonti rinnovabili, sono allo studio adeguati interventi di rinforzo della rete primaria al fine di adeguare il sistema elettrico ed evitare congestioni che potrebbero condizionare le nuove iniziative.

In particolare sono oggetto di valutazione:

- rinforzi di rete tra la Calabria e la Campania che permettano di trasmettere l'energia dai futuri poli produttivi localizzati in Calabria verso l'area fortemente deficitaria della Campania;
- rinforzi/potenziamenti della rete 380 kV interessata dal trasporto della produzione da fonte rinnovabile in Puglia e Basilicata verso l'area Centro Sud.

Tra le soluzioni ipotizzate non si esclude il ricorso alla tecnologia HVDC.

#### **Interconnessioni delle principali isole della Sicilia**

Tra le esigenze di sviluppo negli scenari futuri si rileva la necessità di migliorare la qualità e la

continuità del servizio di alcune isole minori della Sicilia, caratterizzate da assenza di alimentazione dalla rete del continente e dalla scarsa affidabilità dei sistemi di generazione isolana. Sono tuttora in corso studi per valutare l'opportunità di interconnettere alla RTN del continente alcune isole minori, in particolare della Regione Siciliana, per le quali siano fattibili tecnicamente collegamenti sottomarini, che, tenendo conto delle basse potenze di assorbimento, potranno essere realizzati, se del caso, in MT.

#### **Ipotesi di sviluppo della rete AAT per favorire la produzione da FRNP**

Sono attualmente allo studio ulteriori nuovi interventi per il potenziamento della rete primaria volti ad individuare corridoi elettrici che consentano di trasmettere l'energia rinnovabile (principalmente eolica e fotovoltaica) dal Sud del Paese verso i centri di carico della zona Centro Sud e Centro Nord unitamente all'opportunità di realizzare un nuovo collegamento trasversale tra le dorsali 380 kV adriatica e tirrenica.

#### **4.9 Studi in corso per interventi di interconnessione con l'estero**

Per quanto concerne gli interventi relativi a nuovi interconnector inseriti nel Piano di Sviluppo ai sensi della Legge 99/2009 e s.m.i., sono in corso, in collaborazione con i TSO esteri, le analisi di fattibilità per una più puntuale definizione e condivisione dei seguenti progetti di interconnessione.

##### **Interconnessione HVDC Italia - Algeria**

Il progetto allo studio riguarda l'interconnessione dell'Italia con l'Algeria tramite collegamento in cavo in corrente continua e riveste grande interesse poiché si inserisce nell'ambito della creazione di nuovi corridoi di flussi di potenza dal nord Africa verso l'Europa.

Sono pertanto in corso, in collaborazione con il TSO algerino Sonelgaz analisi di rete statiche, dinamiche ed affidabilistiche.

Sono altresì allo studio eventuali rinforzi nella rete Sarda e/o verso il continente, per poter massimizzare l'import di energia a basso costo e della produzione rinnovabile dall'Algeria.

Inoltre è prevista la valutazione dei benefici del collegamento tramite la valorizzazione di opportuni KPI di progetto. Inoltre sono in corso studi di fattibilità tecnica marina e terrestre del collegamento.

##### **Interconnessione HVDC Italia-frontiera Nord**

Sono in fase di studio e di definizione nuovi progetti di interconnessione con la frontiera Nord con

l'obiettivo di incrementare significativamente la capacità di trasporto disponibile sul confine Francese, Svizzero, Austriaco e Sloveno.

In particolare, le attività di studio riguardano la fattibilità e la valutazione dell'impatto sulla rete di trasmissione nazionale e sugli scambi transfrontalieri di nuovi progetti, comprese le opere di decongestionamento sulle reti interne funzionali alla piena fruibilità della capacità che si renderà disponibile.



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

### 5.1 Premessa

Recependo la direttiva 2009/28/CE, il Piano di Azione Nazionale (PAN) redatto dal MISE prevede che nel Piano di Sviluppo Nazionale si includa un'apposita sezione volta a definire gli interventi preventivi necessari per il pieno utilizzo dell'energia proveniente dalla produzione di impianti da fonti rinnovabili<sup>47</sup>.

Tale necessità deriva dagli obiettivi fissati dal PAN (Tabella 16) con la finalità di integrare pienamente nel sistema elettrico la consistente crescita di generazione da fonti rinnovabili che si prevede di installare prevalentemente nell'Italia meridionale ed insulare<sup>48</sup>.

Tabella 16 – Target minimi all'anno 2020 del Piano di Azione Nazionale

Fonte energetica	2020	
	GW	TWh
Idro	17,8	42,0
Geoterm.	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

Per quanto concerne i target attesi da fonte fotovoltaica, il target PAN al 2020 di 8,6 GW è stato ricalcolato sulla base della riprevisione del IV conto energia; nel medio periodo si prevede che la capacità installata da fonte fotovoltaica (già attualmente superiore a 12 GW) possa raggiungere circa 23 GW, raggiungendo circa 30 GW al 2020.

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 gli scenari

<sup>47</sup> Nel PAN si prevede che il concetto di "raccolta integrale" della producibilità rinnovabile possa essere attuato oltre che con interventi sulla rete di trasmissione, anche con sistemi di accumulo/stoccaggio dell'energia prodotta ed eventualmente non immettibile in rete, in modo da sfruttarne tutto il potenziale.

<sup>48</sup> Tale tipologia di impianti è caratterizzata da significativa aleatorietà che non consente una programmazione affidabile delle immissioni e pertanto rende necessaria, su sistemi deboli o porzioni di rete insufficientemente magliate, la disponibilità di servizi di ottimizzazione dei diagrammi di produzione e di riserva per la regolazione di frequenza.

alternativi di previsione del fabbisogno del presente piano (capitolo 2.4) tengono conto degli obiettivi minimi definiti nell'orizzonte di lungo termine (2020).

Nel 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 comunque descritti nelle sezioni I e sezione II del presente piano che riportano rispettivamente il dettaglio dei nuovi interventi e lo stato di avanzamento di quelli già pianificati.

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

### 5.2 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT

Le analisi di rete condotte al fine di favorire l'utilizzo e lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile hanno portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 380 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 – 132 kV.

In Figura 73 si riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete AAT. Tra i maggiori interventi su rete primaria si segnalano in particolare:

- Sviluppo interconnessione Sicilia–Continente;
- Sviluppo rete primaria 380-220 kV in Sicilia;
- Sviluppo interconnessione Sardegna–Continente (progetto SACOI3);
- Sviluppo collegamenti 380 kV tra Calabria e Campania;
- Potenziamento del collegamento 380 kV Foggia–Benevento II;
- Raddoppio della dorsale 380 kV Adriatica;
- Elettrodotto 380 kV Deliceto–Bisaccia;
- Elettrodotto 380 kV Altomonte–Laino e trasversale Calabria "Feroletto–Maida".

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 riasseti locali spesso correlati all'inserimento sulla rete primaria delle nuove stazioni di raccolta AAT/AT.



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 75, è previsto il superamento delle limitazioni di trasporto sulle direttrici “Favara – Gela”, “Melilli – Caltanissetta”, “Ciminna – Caltanissetta” e “Caltanissetta – Sorgente”.

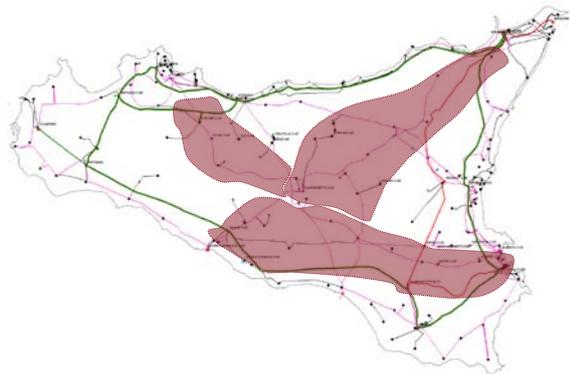


Figura 75 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sicilia)

In Sardegna, Figura 76, si evidenziano gli interventi inerenti il potenziamento della rete AT della Gallura, gli elettrodotti “Cagliari Sud – Rumianca”, “S.Teresa – Tempio – Buddusò”, “Selargius – Goni”, “Taloro – Bono – Buddusò”, “Taloro – Goni”.

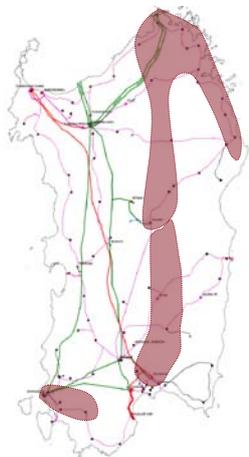


Figura 76 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sardegna)

Nel Centro Italia (Figura 77) 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 ormai già da anni 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, in orizzonti temporali futuri, sarà necessaria alla raccolta della produzione rinnovabile

(eolico, biomassa, idrico e fotovoltaico) trasportandola verso i centri di carico del Lazio e dell’area metropolitana di Roma.

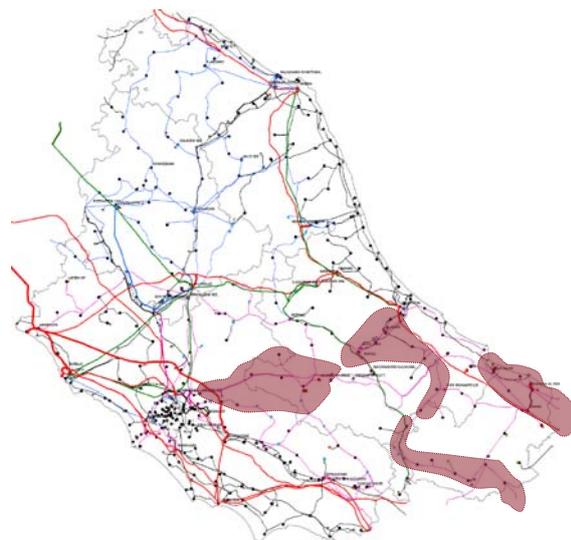


Figura 77 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro)

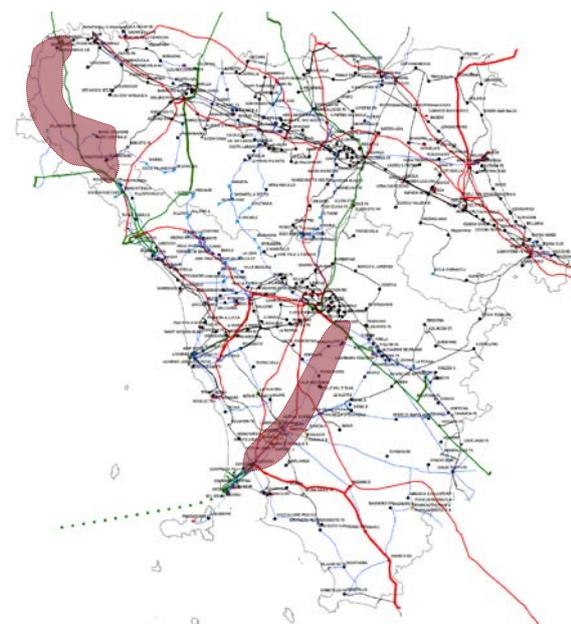


Figura 78 - Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro Nord)

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”, il riassetto della rete 220 e 132 kV nell’alto bellunese ed il riassetto rinforzo della rete 220 kV del trentino tra le stazioni di Lana e Castelbello.

Nel Nord – Ovest sono previsti, oltre che il ripotenziamento della porzione di rete AT tra Novara e Biella, anche la razionalizzazione tra Val d’Aosta e Piemonte ed il riassetto tra le stazioni 132 kV di Crot e Pianezza (Canavese) che all’interno

di un quadro più globale di rinforzi rete nella regione Piemonte e Valle d'Aosta, permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti.

### 5.3 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Al fine di ridurre i rischi di congestioni delle porzioni di rete 150 kV, emerse come critiche su rete attuale e nello scenario previsionale di breve-medio termine, e sopperire alla necessità di modulazione della produzione da FRNP, sono previsti interventi di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso. Tali interventi consentiranno di massimizzare il dispacciamento della produzione rinnovabile senza compromettere la sicurezza del SEN. Nel seguito sono richiamate in sintesi le aree del Centro-Sud, Sud e della Sicilia in cui si prevede di intervenire.

#### Area Centro Sud

- direttrice 150 kV "Foggia – San Severo CP – Serracapriola – San Martino in Pensilis – Portocannone – Larino" (cfr. Figura 79);

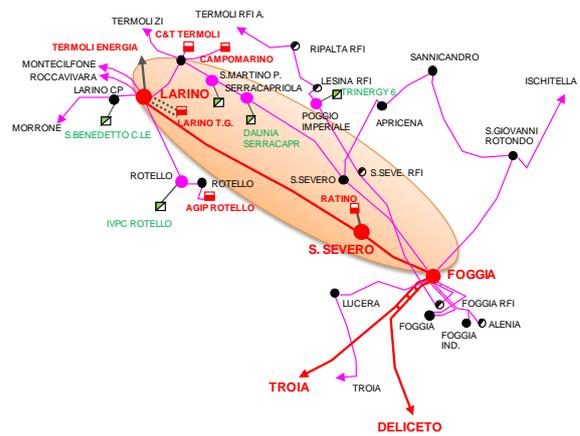


Figura 79 - direttrice 150 kV "Foggia – San Severo CP – Larino"

#### Area Sud

- direttrice 150 kV "Foggia – Carapelle – Stornara – Cerignola – Canosa – Andria" (cfr. Figura 80);
- direttrice 150 kV "Benevento II – Volturara – Celle S.Vito" (cfr. Figura 81);
- direttrice 150 kV "Benevento II – Montecorvino" (cfr. Figura 82);
- direttrice 150 kV "Foggia – Lucera – Andria" (cfr. Figura 83);
- direttrice 150 kV "Galatina SE – Martignano – San Cosimo – Maglie – Diso – Tricase – Galatina SE" (cfr. Figura 84);
- direttrice 150 kV "Scandale – Crotone – Isola C.R. – Cutro – Belcastro – Simeri - Catanzaro" (cfr. Figura 85);

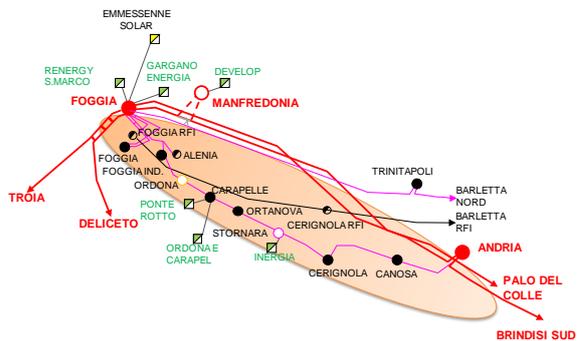


Figura 80 - Direttrice 150 kV "Foggia – Cerignola – Andria"

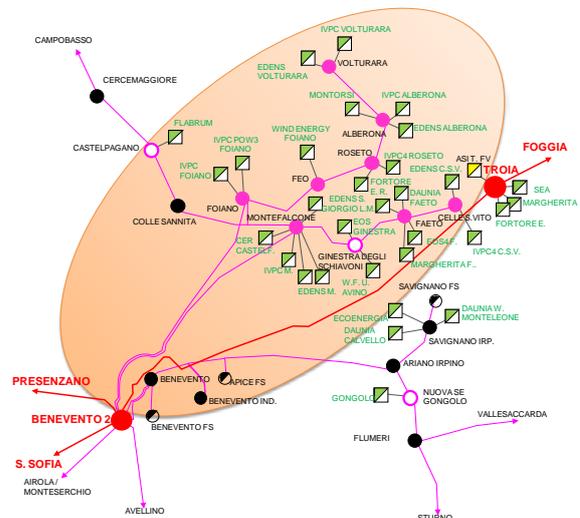


Figura 81 - direttrice 150 kV "Benevento 2 - Volturara - Celle S.Vito"

#### Area Sicilia

- direttrice 150 kV "Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente" (cfr. Figura 86);

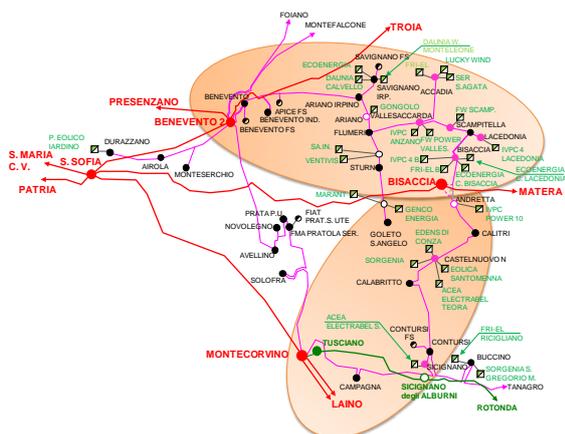


Figura 82 - direttrice 150 kV "Benevento 2 - Montecorvino"

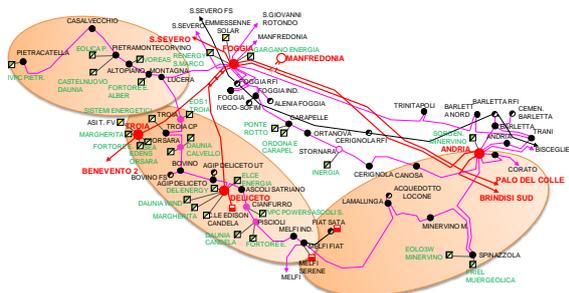


Figura 83 - direttrice 150 kV "Foggia - Lucera - Andria"

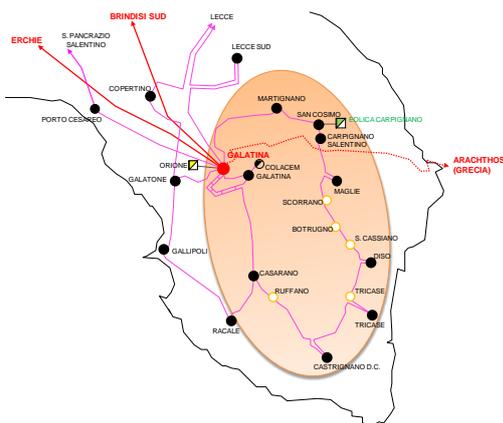


Figura 84 - direttrice 150 kV "Galatina SE - Maglie - Tricase - Galatina SE"

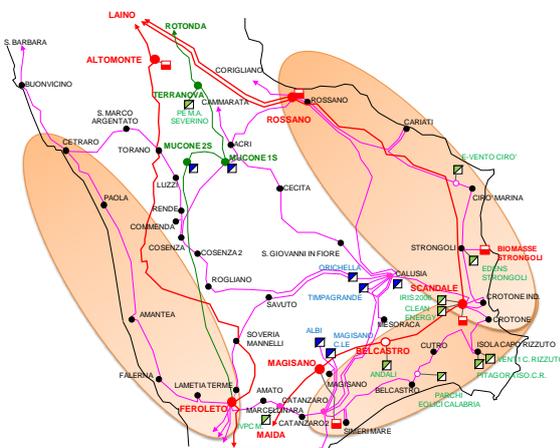


Figura 85 - direttrice 150 kV "Scandale - Belcastro - Catanzaro"

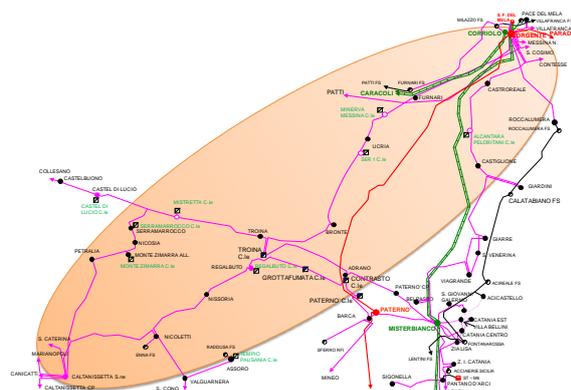


Figura 86 - direttrice 150 kV "Caltanissetta - Petralia - Bronte - Sorgente"

Sebbene ancora non attualmente critiche, le valutazioni sull'opportunità di installazione di sistemi di accumulo diffuso sono state estese (alla luce delle ingenti richieste di connessione su rete AT ma soprattutto del fenomeno di inversione dei flussi e di risalita di energia prodotta dagli impianti installati su rete BT/MT) alle seguenti ulteriori direttrici nell'area Centro Sud e Sud:

Tabella 17 - Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve-medio termine (Centro Sud e Sud)

Area	Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve-medio termine
Centro Sud	direttrice 150 kV "Villa S. Maria - Castel di Sangro - Campobasso"
	direttrice 150 kV "Larino - Ripalimosani - Campobasso"
	direttrice 150 kV "Rotello CP - Rotello SE"
Sud	direttrice 150 kV "Bari Ovest - Rutigliano - Putignano - Fasano - Ostuni - San Vito - Brindisi Pignicelle"
	direttrice 150 kV "Taranto Nord - Grottaglie - Francavilla - Mesagne - Brindisi Sud"
	direttrice 150 kV "Francavilla - Campi Salentina - Lecce Industriale - Lecce"
	direttrice 150 kV "Foggia - Trinitapoli - Barletta Nord - Barletta - Trani - Andria"
	direttrice 150 kV "Foggia - S. Severo Lesina - Termoli"
	direttrice 150 kV "CP Melfi - Venosa - Forenza Maschito - Genzano - Tricarico - Gravina - Altamura - SE Matera"
	direttrice 150 kV "Taranto - Palagiano - Ginosa - Scanzano - Amendolara - Rossano" (Dorsale Jonica)
	direttrice 150 kV "Scandale - Strongoli - Rossano"
	direttrice 150 kV "Cetraro - Paola - Amantea - Lamezia - Feroletto"
direttrice 150 kV "Feroletto SE - S. Eufemia - Jacurso - Girifalco - Soverato"	

Anche la Sicilia rappresenta, come accennato, una delle regioni in cui si prevedono valori particolarmente elevati di capacità installata da FRNP, grazie alla presenza di condizioni particolarmente favorevoli allo sviluppo delle iniziative eoliche e fotovoltaiche.

Di seguito si indicano le direttrici 150 kV potenzialmente critiche nello scenario di medio termine, nelle ipotesi che derivano dal concretizzarsi di nuove iniziative produttive, al momento in corso di sviluppo:

Tabella 18 – Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve termine (Sicilia)

Area	Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve termine
Sicilia	direttrice 150 kV “Tempio Pausania – Assoro – Valguarnera”
	direttrice 150 kV “S. Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini – Augusta 2”
	direttrice 150 kV “Augusta – Sortino CP – Carlentini 2 – Vizzini – Vizzini CP – Caltagirone – Barrafranca – Caltanissetta”
	direttrice 150 kV “Favara – Racalmuto – Caltanissetta”
	direttrice 150 kV “Caltanissetta – Castronovo – Ciminna”

Inoltre non si esclude il ricorso ad ulteriori sistemi di accumulo diffuso per favorire la produzione da fonti rinnovabili sulla rete a 150 kV nell’area di Trapani. L’installazione di tali dispositivi sulla porzione di rete in questione potrebbe inoltre rispondere alle attuali esigenze di regolazione della tensione e miglioramento della sicurezza di copertura della domanda alla punta, anche in considerazione dell’onere elevato dei servizi di dispacciamento richiesti per l’esercizio del sistema nella parte occidentale dell’Isola.

#### 5.4 Progetti pilota di sistemi di accumulo innovativi - progetto “Storage Lab”

La deliberazione ARG Elt 199/11 dell’AEEG reca disposizioni in merito alla regolazione economica dei servizi di trasmissione in cui si riporta l’opportunità di incentivare l’avvio di progetti pilota per la sperimentazione di sistemi di accumulo nel rispetto di alcuni requisiti minimi, ed in particolare si stabilisce che tali progetti siano inseriti nel Piano di sviluppo decennale di cui all’articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11.

Il progetto Storage Lab, il cui sviluppo è previsto fino al 2015, ha l’obiettivo di massimizzare i benefici derivanti dall’adozione di sistemi di accumulo allo stato dell’arte sul sistema elettrico italiano.

Nella fattispecie gli aspetti trainanti sono:

- Riduzione dei Rischi derivanti dall’adozione di tecnologie considerate ancora non mature in quanto emergenti e pertanto contraddistinte da una limitata storia commerciale;
- Riduzione dei Costi downstream a beneficio del sistema elettrico italiano con particolare riguardo all’integrazione degli impianti da FRNP;
- Massimizzazione dei Benefici al sistema tramite lo sviluppo di Applicazioni Smart Grid che consentano l’integrazione di tali tecnologie con la gestione dinamica della rete;
- Potenzialmente favorire lo sviluppo, la ricerca e la realizzazione di tali tecnologie e soluzioni di accumulo in Italia sia da parte dei soggetti italiani che internazionali.

#### 5.5 Analisi esigenze capacità di regolazione da impianti di pompaggio

Come descritto al par. 2.5.6, sono stati svolti studi ed analisi per valutare le esigenze di regolazione e bilanciamento del sistema elettrico nazionale nello scenario di medio periodo caratterizzato da un ulteriore forte sviluppo delle FRNP.

Tali valutazioni hanno messo ben in evidenza l’impatto della nuova produzione rinnovabile, con rischi di non riuscire ad equilibrare il sistema (a livello sia nazionale che zonale) in condizioni di basso fabbisogno ed elevata produzione da FRNP e conseguentemente la necessità di utilizzare, ben al di là delle prassi attuali, tutte le risorse di regolazione esistenti. Sono stati anche valutati i positivi effetti derivanti dall’installazione di nuove unità di accumulo zonale mediante pompaggio al Sud e in Sicilia, che consentirebbero di evitare significative quote di *OG* sul sistema e garantirebbero ulteriori benefici in termini di risorse rese disponibili per fornire servizi di riserva e ridurre il ricorso alla modulazione dell’importazione.

Nell’ambito degli studi in corso, Terna ha avviato un primo screening dei bacini idrici esistenti nel Centro-Sud e nelle Isole maggiori volto ad individuare siti idonei alla costruzione di impianti di pompaggio di potenza rilevante, valutandone l’impatto sul sistema elettrico nazionale in funzione degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti per i prossimi anni.

In questo quadro si inserisce anche l’avvio di una analisi di fattibilità tecnica per un impianto di pompaggio da collegare sulla rete calabra a 380 kV al fine di garantire la dispacciabilità in sicurezza delle numerose FRNP della Sicilia e della Calabria, compensando nei periodi di basso carico anche l’esigenza di sistemi di regolazione delle tensioni.

## 5.6 Ulteriori soluzioni allo studio

Nell'ambito delle attività di collaborazione con altri TSO in Europa, Terna è coinvolta nel progetto "Electricity storage system based on Liquid Air, for maximizing the integration of wind power and other

RES generation into the Grid" in collaborazione col TSO Spagnolo Red Eléctrica de España e col TSO Irlandese EirGrid e numerosi partner istituzionali e privati.



### 6.1 Incremento della capacità di importazione dall'estero

Il programma realizzativo degli interventi relativi alle opere di interconnessione previste nel medio e nel lungo periodo nel presente Piano di Sviluppo consentirà di aumentare la capacità di importazione dai Balcani per circa 1.000 MW e dalla frontiera settentrionale per circa 3.000 MW. Tali incrementi sono correlati in particolare alla realizzazione degli sviluppi di rete:

- collegamento con il Montenegro (nuovo HVDC in cavo sottomarino "Villanova – Kotor");
- sulla frontiera francese (rimozione limitazione sull'elettrodotto 380 kV "Villarodin - Venaus – Piossasco" e nuovo collegamento HVDC "Piossasco – Grand'Île");
- sulla frontiera slovena (nuovo elettrodotto 380 kV "Udine - Okroglo");
- 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 (ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.) consentirà di realizzare un ulteriore aumento della capacità in import disponibile per l'Italia sulla frontiera nord e con il nord Africa per ulteriori circa 2.500 MW complessivi.

Si segnala infine nel breve-medio periodo il possibile incremento della capacità di interconnessione con l'Albania a seguito della realizzazione della linea HVDC di interconnessione privata con iter autorizzativo già concluso "Brindisi Sud – Babica".

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

Le analisi di rete effettuate, al fine di definire i rinforzi di rete necessari a rimuovere possibili limitazioni di produzione e a ridurre le potenziali congestioni create con la connessione dei nuovi impianti, hanno consentito di individuare e programmare interventi di sviluppo della RTN particolarmente significativi dal punto di vista della sicurezza di copertura del fabbisogno (cfr. par. 2.5.1):

- la nuova direttrice Trino-Lacchiarella, il riclassamento del 220 kV Casanova-Vignole ed i rinforzi di rete tra Pavia e Piacenza consentiranno di ridurre le congestioni

intrazonali dell'area Nord ed allo stesso tempo di favorire il trasporto in sicurezza Ovest-Est;

- il riclassamento a 380 kV della Calenzano-Colunga consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord-Centro Nord e di favorire la produzione in sicurezza degli impianti presenti sulla direttrice Flero-Ravenna;
- il nuovo collegamento "Fano-Teramo" consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Centro Nord-Centro Sud;
- il raddoppio della dorsale adriatica, il potenziamento dell'elettrodotto "Foggia – Benevento", i rinforzi di rete a 380 kV tra Calabria e Campania, l'installazione di PST per il controllo dei flussi sugli elettrodotti "Foggia-Benevento" e "Matera – Bisaccia - S. Sofia" permetteranno un incremento della capacità di scambio sulla sezione Sud-Centro Sud riducendo al contempo le congestioni di rete e le limitazioni del polo di Foggia, le cui produzioni attualmente sono possibili solamente in regime di teledistacco, consentendo produzione di energia da fonte energetica più efficiente;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria, permetterà di incrementare la produzione degli impianti appartenenti al polo di produzione della Calabria, mentre la realizzazione dell'elettrodotto "Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II" permetterà il trasporto di tale potenza verso i centri di consumo della Campania e verso il Centro Italia; le limitazioni residue risultano essere trascurabili su base annua.
- le limitazioni sulla sezione Sicilia-Continente saranno ridotte dalla realizzazione del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi e dei rinforzi di rete primaria in Sicilia che prevedono un anello 380 kV che favorirà la produzione in sicurezza di alcuni poli di produzione e la risoluzione di congestioni di rete intrazonali;
- il rinforzo dell'interconnessione tra Sardegna e continente sarà funzionale al miglioramento dell'affidabilità della rete sarda in numerose condizioni di esercizio che si potrebbero verificare alleviando le congestioni sulla sezione da e verso il continente.

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente piano consentiranno pertanto un significativo incremento

dei limiti di transito tra le zone di mercato, permettendo così di migliorare l'affidabilità della rete e di ridurre la frequenza di separazione del mercato.

Tabella 19 – Incremento dei principali transiti tra zone di mercato (MW)

Sezione zonale	inter-	2011	Con sviluppo
Nord→Centro Nord		3.700	+400
Centro Nord → Centro Sud		1.300 <sup>49</sup>	+300
Sud→Centro Sud		4.100 <sup>50</sup>	+1.900 <sup>51</sup>
Sicilia→Sud		600	+900
Sud→Sicilia		100	+1.000
Sardegna→Contine nte/Corsica		900 <sup>52</sup>	+400 <sup>53</sup>

Nella Tabella 19 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito inter – zonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale. Tali valori sono stati calcolati sulla base di ipotesi di scenari 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.

L'attuazione del Piano di Sviluppo renderà quindi possibile un maggiore utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale.

Nella Figura 87 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2016 ed al 2021 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 quindi 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.

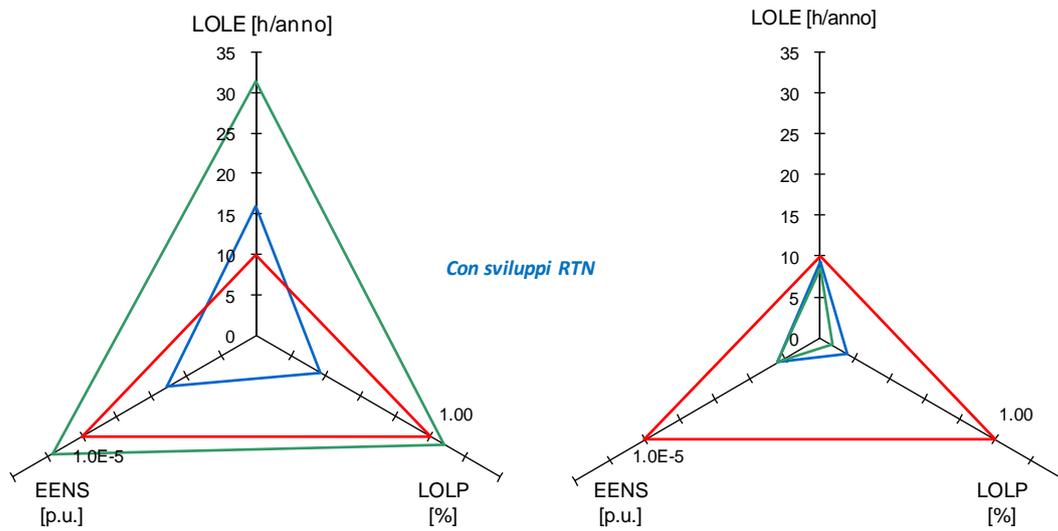
<sup>49</sup> Valore inferiore del profilo di attivazione del vincolo di scambio CN-CS.

<sup>50</sup> Considerando disponibili dispositivi di teledistacco nelle centrali di Termoli, Candela e Gissi.

<sup>51</sup> Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 380 kV, anche l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza sulle linee 380 kV Foggia-Benevento, Deliceto-Bisaccia, Matera-Bisaccia.

<sup>52</sup> Dato in situazione diurna invernale con entrambi i poli del SAPEI (senza SACOI).

<sup>53</sup> Con potenziamento SACOI (in aggiunta SAPEI), tale valore potrebbe subire successive modifiche a valle di verifiche di dettaglio relative alla stabilità dinamica del sistema.



indici di affidabilità medio termine (2016)      indici di affidabilità lungo termine (2021)      Soglia indici di affidabilità

Figura 87 – 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. In particolare la fonte eolica, che già ora costituisce una cospicua parte del parco rinnovabile, è ancora in crescita nelle regioni del Mezzogiorno grazie alle recenti autorizzazioni rilasciate dalle amministrazioni regionali secondo il D.lgs. 387/03. Inoltre nel corso dell'ultimo anno si è verificato un fortissimo incremento della capacità produttiva da impianti fotovoltaici, che ha portato la potenza fotovoltaica installata ad un valore più che quadruplicato rispetto al 2010. Uno dei principali obiettivi nella pianificazione dei rinforzi della RTN è favorire la produzione da fonti rinnovabili, cercando di superare gli eventuali vincoli di rete e di esercizio che rischiano di condizionare gli operatori, i quali come noto godono del diritto di priorità di dispacciamento.

Nel quadro generale del processo di pianificazione, le analisi finalizzate a individuare gli interventi di sviluppo della RTN sono effettuate negli scenari previsionali con riferimento alle centrali esistenti e future e considerando la crescita del fabbisogno previste nello scenario "base". In particolare, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili le relative analisi di load flow per la definizione dei rinforzi della RTN sono in generale condotte nel rispetto del criterio N-1, effettuando opportune valutazioni sulla producibilità delle diverse tipologie di impianti (cfr. par. 2.3.3).

Il risultato di tale analisi ha permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni. I condizionamenti alla produzione da FRNP sono riconducibili essenzialmente:

- ad un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete AT cui sono connessi gli impianti in questione
- all'ingente quantità di energia fotovoltaica connessa principalmente alla rete BT e MT di distribuzione, che non è possibile controllare e che potrebbe incrementare le congestioni in un certo numero di h/anno caratterizzate da basso carico ed elevato irraggiamento.

Pertanto 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, al fine di 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 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.

Si riporta di seguito 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 20 – Principali interventi per favorire la produzione rinnovabile

Categoria	Interventi	Capacità liberata da fonti rinnovabili (MW)
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Corsica/Continente	500 <sup>54</sup>
	Nuovo elettrodotto 380 kV "Aliano – Montecorvino"	900
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700
	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia Benevento"	500
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AAT/AT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione	1.100

Per quanto detto, in assenza di rinforzi di rete indicati, al fine di garantire la sicurezza del

<sup>54</sup> In aggiunta ai benefici correlati al SA.PE.I.

funzionamento del sistema elettrico potrà risultare 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;
- 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;
- minimo tecnico degli impianti dispacciabili in condizioni di basso carico.

#### **6.4 Effetti sulla riduzione delle congestioni dei sistemi di accumulo diffuso**

Come anticipato al par. 2.5.6, al fine di determinare i benefici prodotti dai sistemi di accumulo diffuso previsti, ne sono stati simulati gli effetti in uno scenario di breve termine<sup>55</sup>.

Complessivamente i sistemi di accumulo diffuso permetteranno di evitare la modulazione di energia da fonte rinnovabile per circa 440 GWh all'anno. Gli interventi previsti nel presente documento consentiranno quindi di conseguire i benefici generali di sistema in termini di sicurezza nella gestione del sistema elettrico, mitigando gli effetti delle attuali congestioni sulla rete AT in termini di mancata produzione.

Si ribadisce che il dimensionamento della capacità di accumulo non è ispirato al principio di rimozione completa delle congestioni sulla rete AT. Tali criticità saranno definitivamente risolte grazie all'implementazione del pacchetto di sviluppi di rete già previsti e dell'evoluzione del piano di installazione di ulteriori sistemi di accumulo che si individueranno nei prossimi PdS.

#### **6.5 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 ed in generale nelle situazioni di basso carico per compensare il fenomeno dell'innalzamento delle tensioni dovuto alla potenza reattiva di tipo capacitivo generata dagli elettrodotti particolarmente scarichi.

Le analisi condotte sulla rete previsionale nel breve – medio termine danno indicazioni sulle esigenze di reattivo necessarie per far fronte alle esigenze suddette comportando un profilo di tensione rispettante i limiti individuati dal Codice di Rete<sup>56</sup> nonché una minore fluttuazione dello stesso.

#### **6.6 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 quest'ultimo aspetto, si stima che, con l'entrata in servizio degli interventi previsti nel presente Piano di Sviluppo, si conferma il trend positivo di diminuzione delle perdite alla punta stimato precedentemente. Tale valore si reputa possa raggiungere circa 200 MW, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.200 GWh/anno.

#### **6.7 Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>**

Le nuove politiche messe in atto dalla Comunità Europea sono tese prevalentemente a migliorare l'efficienza energetica e ad incentivare l'introduzione di tecnologie con minori emissioni di anidride carbonica. L'obiettivo principale è quello di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> attraverso l'impiego di tecnologie di generazione sempre più efficienti e un

<sup>55</sup> Con gli impianti di produzione esistenti più quelli già autorizzati e al netto degli eventuali rinforzi di rete previsti dal PdS il cui completamento è prevedibile nel breve termine.

<sup>56</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

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;
- lo sfruttamento migliore delle risorse di generazione mediante lo spostamento di quote di produzione da impianti con rendimenti più bassi ma necessari per il rispetto dei vincoli di rete verso impianti più efficienti alimentati da fonti energetiche con minore intensità emissiva (ad esempio il gas);
- la penetrazione sempre maggiore nel sistema elettrico di produzione da fonti rinnovabili.

La riduzione delle perdite sulla rete di trasmissione comporta una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione da fonte termoelettrica. L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.200 GWh/anno (cfr. par. 6.6). Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti primarie (incluse FER), e noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO<sub>2</sub>, dovuta alla riduzione delle perdite di rete, che oscilla tra 500.000 e 600.000[tCO<sub>2</sub>/anno].

La valutazione dell'incremento di efficienza nell'esercizio del parco termoelettrico conseguente agli interventi di rinforzo della RTN si basa sui risultati ottenuti dalle simulazioni del comportamento del Mercato Elettrico (MGP), 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 rappresentati attraverso una rete equivalente. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari di mercato rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. Confrontando il dispacciamento ottenuto nelle 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 inter-zonali determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente ad olio), con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (es.: gas). Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> fino a 4.800.000 tonnellate annue.

Come descritto nel par. 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 su cui si inserisce direttamente la produzione e rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP. Il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte rinnovabile per circa 4.700 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica<sup>57</sup> corrispondono a un'energia di circa 10.800 GWh.

Successivamente considerando che tale energia sostituirebbe quella generata dal solo mix produttivo termoelettrico, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO<sub>2</sub> pari a circa 5.800 [ktCO<sub>2</sub>/anno].

La quantità di CO<sub>2</sub> evitata per la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è pari a poco più di 5 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 11 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

## 6.8 Scambi energetici nel medio/lungo periodo

Attraverso uno studio di mercato del sistema elettrico italiano sono stati individuati i flussi di energia ipotizzabili nel medio-lungo termine (Figura 88) scambiati, al netto degli autoconsumi, sul Mercato del Giorno Prima (MGP).

L'analisi è stata condotta con un programma di simulazione del mercato elettrico che consente la

<sup>57</sup> Sono state ipotizzate 1.900 ore equivalenti da fonte eolica e 1200 da fonte fotovoltaica (fonte dati GSE), supponendo la sovrapposizione delle due fonti per le sole 8 ore diurne pesandone la contemporaneità in base ai rispettivi valori di installato previsti al 2020.

stima annuale su base oraria dei volumi di energia scambiati tramite la risoluzione di un problema di ottimizzazione tecnico-economica. La rete è rappresentata attraverso zone di mercato interconnesse con schema radiale (modello MGP). L'inserimento nel modello di analisi degli interventi presenti nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale consente di valutare l'impatto che essi hanno in termini di riduzione delle congestioni interzonalì ed in termini di benefici determinati dal riassetto degli equilibri di mercato.



Figura 88 – Flussi di energia attesi su MGP nel medio lungo periodo

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.

Le analisi effettuate hanno evidenziato che il Centro Nord del Paese risulta essere, ancora, la zona maggiormente deficitaria in termini percentuali, mentre la zona Nord è quella maggiormente deficitaria in termini assoluti, beneficiando soprattutto del contributo dell'importazione dalla frontiera Nord per la copertura del proprio fabbisogno. Complessivamente gli scambi di energia mostrano due flussi predominanti che sono diretti dalla frontiera Nord a e dai poli di produzione di Foggia e Brindisi, a cui si somma il contributo dei collegamenti con l'area balcanica, verso le zone centrali del sistema italiano.

Questo scenario di scambi differisce rispetto a quello attuale soprattutto per quanto riguarda:

- gli scambi tra la Sicilia e la zona Sud, per i quali è prevedibile un'inversione del flusso attualmente verso la zona Sud, considerato

anche il possibile scambio con l'isola di Malta incluso nel fabbisogno siciliano nonostante la prevista interconnessione con la Tunisia;

- gli scambi tra la zona Centro Nord e Centro Sud per i quali è prevedibile una inversione del flusso attualmente verso Centro Sud;
- gli scambi tra la zona Nord e Centro Nord per i quali è prevedibile una inversione del flusso attualmente verso Centro Nord.

Tali effetti sono dovuti alle ipotesi di importazione e di generazione fatte in particolare modo per quanto riguarda le FRNP per le quali è stata prevista una forte crescita (circa 25 GW di fotovoltaico).

La realizzazione degli interventi di sviluppo programmati determina un migliore utilizzo delle risorse di generazione, aumentando la produzione per quelle più convenienti a scapito di quelle di fascia media. In generale, soprattutto a causa delle nuove interconnessioni previste si potrà determinare un mix energetico più efficiente.

Tali effetti sono associabili principalmente ai benefici legati alla realizzazione degli interventi che permettono di incrementare i limiti di scambio tra le zone Nord e Centro Nord (elettrodotto 380 kV "Colunga – Calenzano"), tra le zone Sud e Centro Sud e la produzione dei poli limitati dell'area Sud (raddoppio della dorsale adriatica, elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento") e tra la Sicilia e la zona Sud (elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi). A questi si aggiungono le interconnessioni verso Francia, Montenegro, Albania e Nord Africa.

## 6.9 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.

Al riguardo, si osserva che, in particolare nell'ultimo decennio, principalmente a causa delle difficoltà di carattere autorizzativo, l'attività di realizzazione di nuovi elettrodotti nel nostro Paese ha subito un forte rallentamento, ponendo lo sviluppo della rete in ritardo rispetto alla crescita dei volumi transitati su di essa. Il tasso di utilizzo della rete rappresenta un indicatore dell'adeguamento della consistenza della rete alla domanda di energia elettrica ed è definito come il rapporto tra i consumi ed i chilometri di linea realizzati. Nell'ultimo trentennio i valori del tasso di utilizzo in Italia hanno segnato un trend in costante crescita, mentre la media dei Paesi europei ENTSO è rimasta pressoché invariata, a dimostrazione del ritardo italiano rispetto all'Europa.

Con la realizzazione degli interventi previsti di sviluppo sarà possibile ridurre gli attuali livelli di impegno della rete, a vantaggio della sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione.

Infatti risultano complessivamente programmate 157 nuove stazioni (incluso anche interventi sostanziali su impianti di trasformazione esistenti), mentre la capacità di trasformazione si incrementerà di circa 44.800 MVA.

Si stima inoltre che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 4.500 km<sup>58</sup>, quella a 220 kV si ridurrà di circa 1.550 km<sup>59</sup>, di cui una parte sarà riclassata a 380 kV ed una parte sarà riutilizzata a 132/150 kV. Per quanto riguarda la rete di trasmissione a 132/150 kV, la sua consistenza a seguito di nuove realizzazioni programmate aumenterà di circa 2.300 km (inclusi i declassamenti dal 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 5.250 km.

Nella Tabella 21 che segue è riportato un riepilogo delle attività di sviluppo previste sulla RTN ripartite in interventi a medio termine, a lungo termine e per livello di tensione.

Tabella 21 – Riepilogo interventi sulla RTN

	300-500 kV, HVDC	200-300 kV, HVDC	120-150 kV	Totale
Nuove stazioni [n.ro]	52	26	79	157
medio termine	11	6	36	53
lungo termine	41	20	43	104
Potenza di trasformazioni [MVA]	38.600	6.200		44.800
medio termine	8.550	2.000		10.550
lungo termine	30.050	4.200		34.250
Elettrodotti [km di terne]	4.500	-1.550	2.300	5.250
medio termine	1.150	-450	1.200	1.900
lungo termine	3.350	-1.100	1.100	3.350

<sup>58</sup> Compresi i km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV e i sistemi HVDC la cui tensione nominale di esercizio è nel range 300-500 kV.

<sup>59</sup> Compresi i sistemi HVDC la cui tensione nominale di esercizio è nel range 200-300 kV.

## 7 Dettaglio nuovi interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (EDIZIONE 2012)

I nuovi interventi di sviluppo pianificati nel corso del 2011 sono stati aggregati geograficamente per aree regionali o pluriregionali:

- Nord – Ovest (Valle d’Aosta, Piemonte e Liguria);
- Nord (Lombardia);
- Nord – Est (Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia);
- Centro – Nord (Emilia Romagna e Toscana);
- Centro (Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise);
- Sud (Campania, Puglia, Basilicata e Calabria);
- Sicilia;
- Sardegna.

In base alla tipologia l’intervento si classifica come:

- Elettrodotti: consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica/ricostruzione di elettrodotti esistenti.
- Razionalizzazioni: si tratta di interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete e che spesso prevedono la dismissione di alcune porzioni di RTN. Queste si mettono in atto generalmente a seguito della realizzazione di grandi infrastrutture (stazioni o elettrodotti) quali opere di mitigazione ambientale o a seguito di attività di rinnovo/riassetto impianti, ma possono derivare anche da istanze avanzate dalle Amministrazioni locali.
- Stazioni: riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l’ampliamento di stazioni esistenti mediante l’incremento della capacità di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (anche per distributori o operatori privati) o di nuove utenze.

Per gli interventi di sviluppo comprendenti opere la cui esigenza elettrica ricade nell’orizzonte di medio termine viene anche indicata, qualora risulti possibile stimarla, una previsione delle tempistiche di entrata in servizio delle suddette opere, che rappresenta la migliore stima in relazione al completamento delle attività realizzative e tiene conto:

- dei tempi tecnici di realizzazione in funzione della specificità della singola opera e della possibilità di allocare le risorse necessarie;

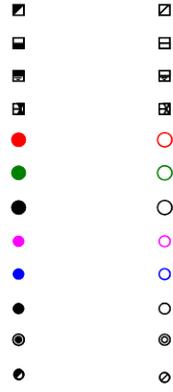
- dei tempi di coordinamento con attività di Terzi qualora i lavori coinvolgono impianti nella titolarità di soggetti Terzi.

L’indicazione “data da definire” si riferisce agli interventi comprendenti opere correlate ad esigenze di sviluppo individuate nell’orizzonte di medio termine ma per le quali l’avvio delle attività realizzative e conseguentemente la data di entrata in servizio è al momento condizionata:

- alle tempistiche per la eventuale condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa;

- ai tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte.

Infine, in merito alla rappresentazione grafica che accompagna la descrizione di alcuni interventi, si riporta di seguito la legenda usualmente adottata.



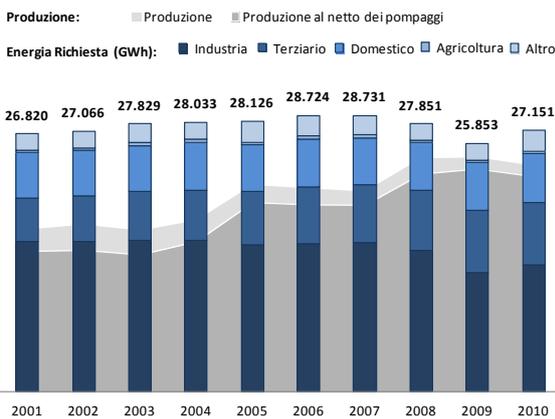
<i>Linee elettriche</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmate</i>
<i>Linea aerea RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 150 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 132 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 150-132 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 150 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 132 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 150-132 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 380 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 220 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 150-132 kV</i>		



Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

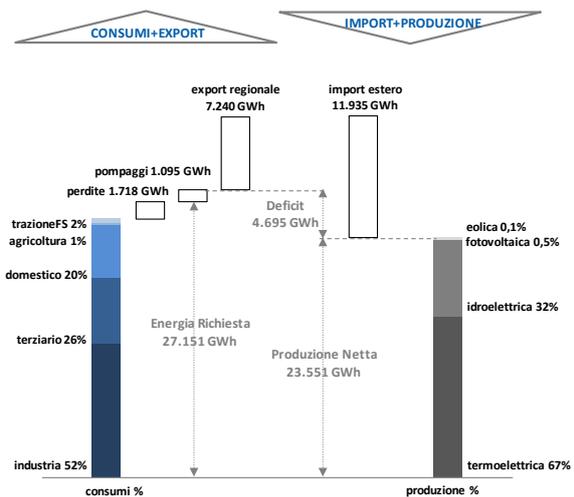
Piemonte

Piemonte: storico produzione/richiesta



L'energia richiesta dal Piemonte, in qualità di regione prevalentemente industriale, dopo aver registrato la flessione del 2009, ha subito nel 2010 un sostanziale incremento (+5%) mostrando una ripresa della domanda dei consumi. La produzione si mantiene costante alla luce del parco produttivo efficiente e competitivo.

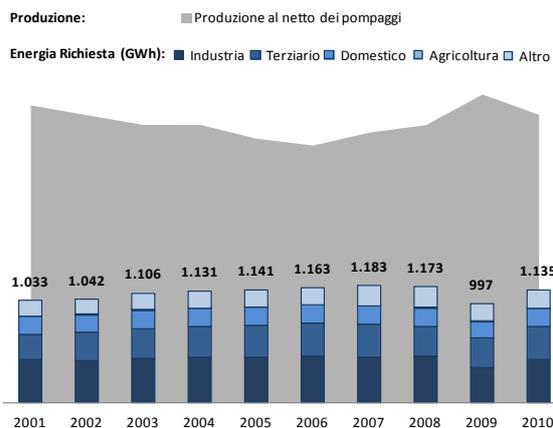
Piemonte: bilancio energetico 2010



Sul fronte generazione/import la regione si contraddistingue per una buona porzione di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile (principalmente idroelettrica) e da un sostenuto volume di importazione dall'estero che consente la copertura del fabbisogno non garantita dalla produzione regionale, nonché l'esportazione verso le regioni confinanti del surplus di energia.

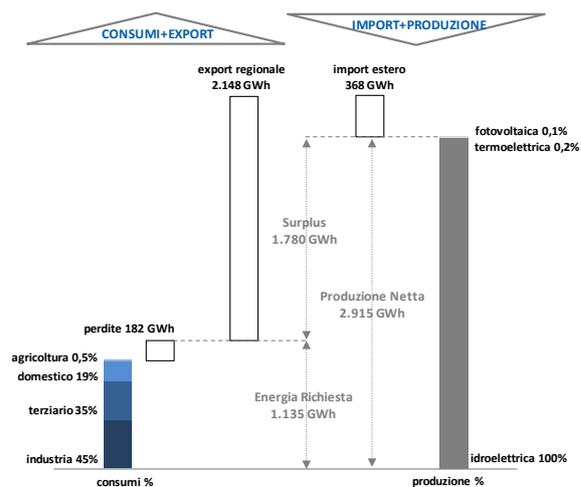
## Valle d'Aosta

### Valle d'Aosta: storico produzione/richiesta



Nel corso del 2010, la richiesta di energia della regione Valle d'Aosta si è nuovamente riportata a livelli del 2008 a dimostrazione di un trend di ripresa dei consumi. La produzione regionale, prevalentemente idroelettrica, associata all'import dalla Svizzera, è conseguenza di un elevato surplus regionale e dell'export verso il Piemonte.

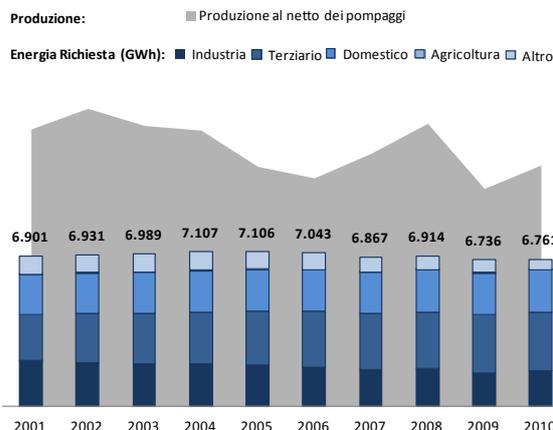
### Valle d'Aosta: bilancio energetico 2010



In definitiva, la Valle d'Aosta copre agevolmente i propri consumi garantendo l'autonomia energetica della regione, ma necessita di un sistema di trasporto adeguato al trasferimento delle potenze prodotte e importate verso i centri di consumo interni e verso le regioni deficitarie.

## Liguria

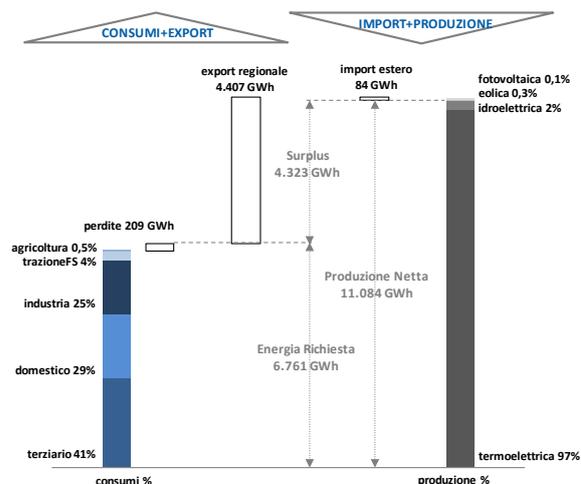
### Liguria: storico produzione/richiesta



La Liguria presenta consumi elevati nei settori terziario e domestico, con l'industria che si mantiene comunque non predominante. L'energia richiesta assume un trend dei consumi pressoché costante.

La regione si contraddistingue per un elevato valore di produzione di energia elettrica garantita per la quasi totalità da impianti termoelettrici tradizionali.

### Liguria: bilancio energetico 2010



Tale produzione, in esubero rispetto al fabbisogno regionale, consente alla Liguria di esportare verso le regioni limitrofe e, soprattutto nella stagione estiva, di aiutare la costa azzurra francese a garantire la copertura del carico ottenendo in definitiva un saldo di scambio con l'estero quasi nullo sull'unica linea di interconnessione.

L'incremento della produzione ha incrementato sensibilmente il surplus di energia del 2010 e di conseguenza gli scambi regionali.

## Stato della rete

La regione Piemonte registra un deficit fabbisogno/produzione che, contestualmente al fenomeno di trasporto della potenza dall'estero (Svizzera e Francia) e dalle regioni limitrofe (Liguria e Valle d'Aosta) verso la Lombardia, può causare notevoli problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria.

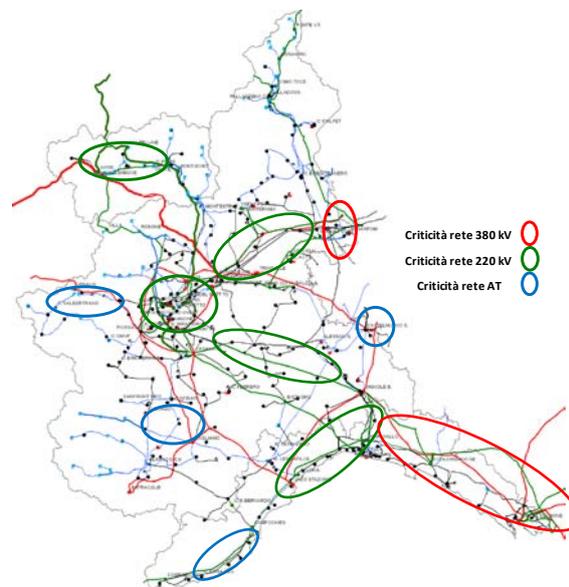
In particolare, la capacità di trasporto della rete AAT sulla sezione Ovest/Est risulta insufficiente ed i notevoli transiti generano, in condizioni N-1, rischi di impegni insostenibili sia sulla rete primaria a 380 kV e 220 kV sia sulla rete 132 kV che alimenta le isole di carico laddove è presente un parallelismo con la rete primaria.

Tale condizione potrebbe peggiorare nel medio/lungo periodo con ulteriore potenza in importazione dalla frontiera.

Inoltre, la crisi ha comportato una riduzione dei consumi senza ridurre al contempo la produzione regionale causando quindi transiti maggiori sulla rete di trasmissione.

Altre criticità relative alla rete 220 kV sono evidenziabili nella città di Torino – i cui elettrodotti sono ormai sottodimensionati in relazione all'accresciuta domanda di potenza – e nella Valle d'Aosta, ove la notevole produzione idroelettrica e l'import dalla Svizzera possono subire severe limitazioni a causa della inadeguatezza della rete.

Infine sono emerse negli ultimi anni notevoli limitazioni all'evacuazione in sicurezza della potenza prodotta/importata nella regione Liguria. Tali criticità potrebbero aggravarsi già nel breve periodo qualora nuova capacità produttiva oppure nuova capacità in importazione dalla frontiera si renda disponibile, limitando notevolmente i transiti verso l'area Centro Nord del Paese.



### Stazione 380 kV Castelnuovo

*anno: da definire*

La stazione 380/132 kV di Castelnuovo alimenta due isole di esercizio verso le province di Alessandria e Pavia.

In considerazione degli impegni elevati registrati sulle esistenti trasformazioni 380/132 kV, è emersa la necessità di incrementare la capacità di trasformazione installata prevedendo l'installazione di una nuova macchina 380/132 kV e la realizzazione di un nuovo sistema 132 kV in doppia sbarra per consentire l'esercizio a sbarre separate.

L'intervento consentirà di migliorare anche la flessibilità di esercizio e la continuità del servizio.

### Elettrodotto 132 kV Bistagno-Canelli

*anno: da definire*

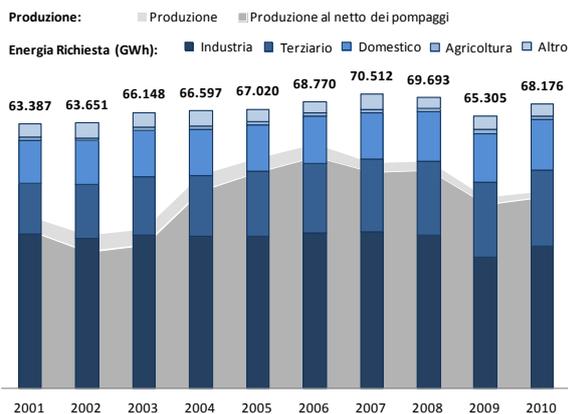
Nell'ottica di garantire migliori standard di sicurezza di alimentazione del carico, è emersa la necessità di ricostruire, secondo gli standard attuali, il collegamento 132 kV che, dalla stazione 220/132 kV di Bistagno, alimenta la porzione di rete di Asti.



Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Lombardia

Lombardia: storico produzione/richiesta



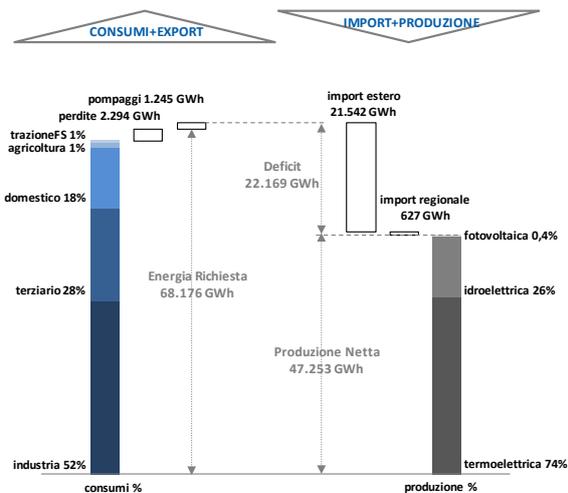
Il fabbisogno di energia elettrica della regione Lombardia per l'anno 2010 è stato pari a circa 68 TWh, invertendo il trend leggermente al ribasso degli ultimi due anni. Nel bilancio regionale dei consumi la quota parte maggiore spetta al settore industriale (52%), che copre la metà del fabbisogno, seguono il terziario (28%), il domestico (19%) e l'agricoltura (1%).

La produzione netta regionale a copertura del fabbisogno è per il 74% prodotta da termoelettrico seguita da idroelettrico (26%) e in minima quota da fonte fotovoltaica.

La regione Lombardia si conferma tra le più virtuose regioni con un'alta numerosità di impianti da fonte solare installati.

Non potendo garantire il fabbisogno di energia con la propria produzione interna, la regione si conferma deficitaria con un import dall'estero di oltre 20 GWh.

Lombardia: bilancio energetico 2010



L'analisi delle serie storiche di produzione e consumo regionale evidenzia come la crescita dei consumi negli anni, abbia subito una flessione nell'ultimo periodo imputabile alla forte crisi economica che ha caratterizzato il nostro paese, ma comunque in netta risalita nel 2010, guidata dalla ripresa dei consumi principalmente nel settore industriale.

## Stato della rete

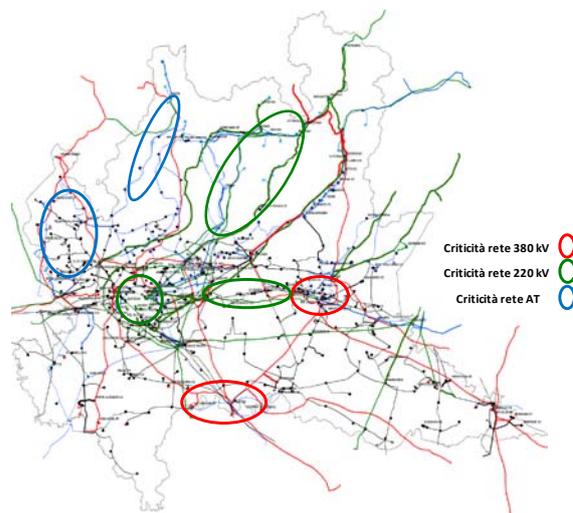
Il deficit di potenza della regione Lombardia, contrapposto ad una più contenuta crescita del parco produttivo regionale, ha comportato, negli ultimi anni, un aumento dei transiti di potenza provenienti dalla regione Piemonte, evidenziando un vincolo di rete tra le due regioni. A ciò si aggiungono, anche i transiti dalla frontiera Svizzera.

Le analisi sulla rete primaria di trasmissione della regione Lombardia mostrano alcune criticità che potrebbero ridurre i margini di sicurezza della rete di trasporto Ovest/Est, interessata dai flussi di potenza verso le aree del Triveneto potenzialmente previsti in aumento in scenari di lungo periodo.

Particolare attenzione, viene posta all'area della città di Milano e della città di Brescia dove si concentrano rispettivamente circa il 26% e il 19% dei consumi dell'intera regione. Sulla rete in esame si registrano problemi di sovraccarico, ma anche di tensioni elevate nelle ore notturne a causa della presenza dei collegamenti in cavo tipici di un contesto urbano. Sono già state previste una serie di attività al fine di ridurre i rischi derivanti dalle attuali criticità di rete, per garantire la massima

efficienza del sistema elettrico, in concomitanza dell'evento EXPO 2015 che interesserà la città.

Inoltre, nei periodi di alta idraulicità, emergono sovraccarichi degli elementi di rete 220 kV e 132 kV che, dalla Val Chiavenna e dalla media Valtellina, trasportano consistenti flussi di potenza verso i centri di carico dell'area di Milano.



### Stazione 380 kV Flero

*anno: da definire*

In considerazione dei valori di correnti di cortocircuito previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Flero con la realizzazione degli interventi pianificati nell'area, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

### Rete 132 kV Verderio-Dalmine

*anno: da definire*

La porzione di rete che alimenta l'area ovest della città di Bergamo, presenta delle limitazioni sull'esercizio della piena portata degli elettrodotti che già nel breve termine potrebbero ridurre i margini di affidabilità e sicurezza locale di esercizio. Sono stati valutati gli interventi di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV in uscita dalla stazione di Verderio:

- elettrodotto 132 kV Verderio-Chignolo d'Isola;
- elettrodotto 132 kV Verderio-Cisano;
- elettrodotto 132 kV Cisano-Locate;
- elettrodotto 132 kV Locate-Dalmine.

Gli interventi di sviluppo previsti su tale porzione di rete consentiranno di migliorare gli standard attuali e garantire più ampi margini di sicurezza, di esercizio e di garanzia di copertura dei prelievi di potenza dell'area.



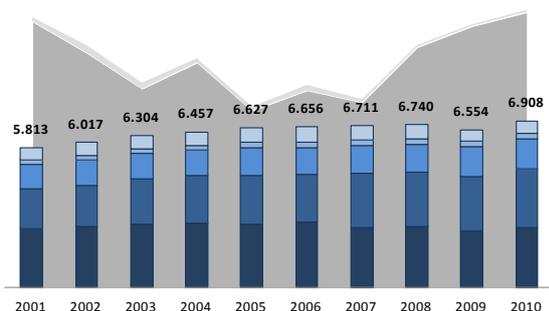


Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Trentino Alto Adige

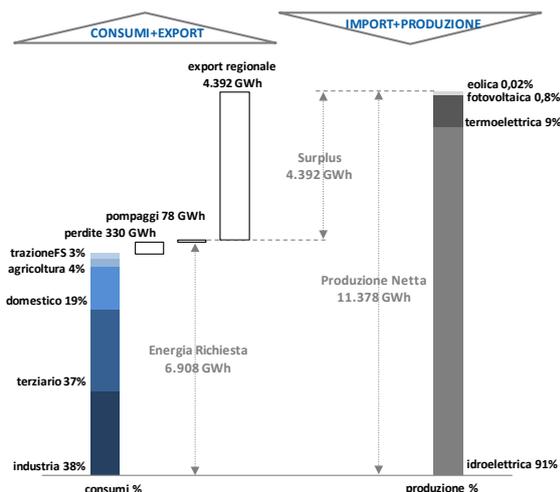
Trentino Alto Adige: storico produzione/richiesta

**Produzione:** ■ Produzione ■ Produzione al netto dei pompaggi  
**Energia Richiesta (GWh):** ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



Il fabbisogno di energia elettrica della regione Trentino Alto Adige per l'anno 2010 è stato pari a circa 6,9 TWh, registrando un sostanziale aumento rispetto agli anni precedenti. I consumi regionali sono prevalentemente imputabili ai settori industriali (38%) e terziario (37%), seguiti dal domestico (19%) e dall'agricoltura (4%).

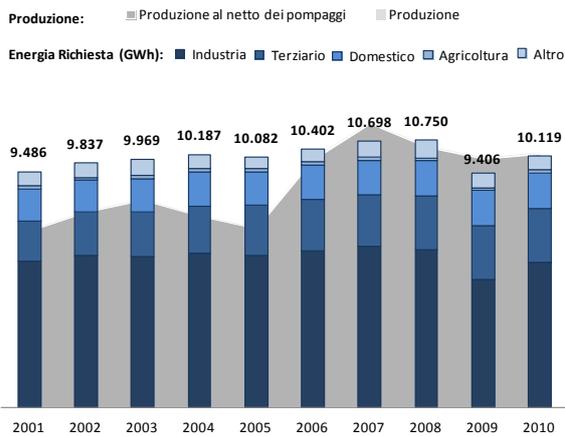
Trentino Alto Adige: bilancio energetico 2010



Il fabbisogno energetico è coperto per lo più da produzione idroelettrica seguita da quella termoelettrica e da una minima parte di energia proveniente da altre fonti rinnovabili. La produzione interna riesce a coprire l'intero fabbisogno regionale, rendendo la regione fortemente esportatrice.

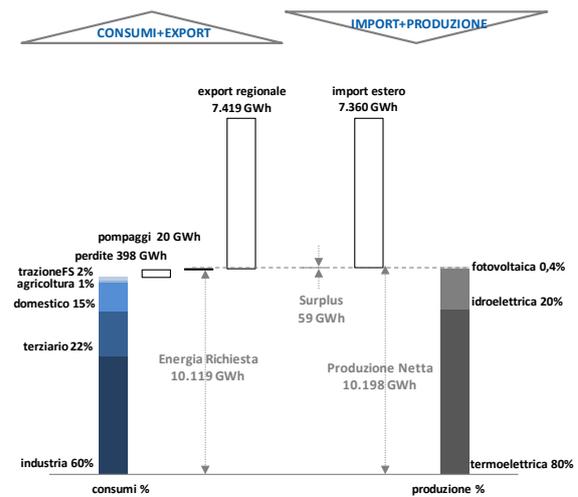
## Friuli Venezia Giulia

Friuli Venezia Giulia: storico produzione/richiesta



La regione del Friuli Venezia Giulia è caratterizzata prevalentemente da consumi industriali (60%) e del terziario (22%), seguiti dal domestico (15%) e dal settore agricolo (1%). Il totale del fabbisogno di energia elettrica della regione per l'anno 2010 è stato pari a circa 10 TWh, comportando una sostanziale ripresa dei consumi.

Friuli Venezia Giulia: bilancio energetico 2010

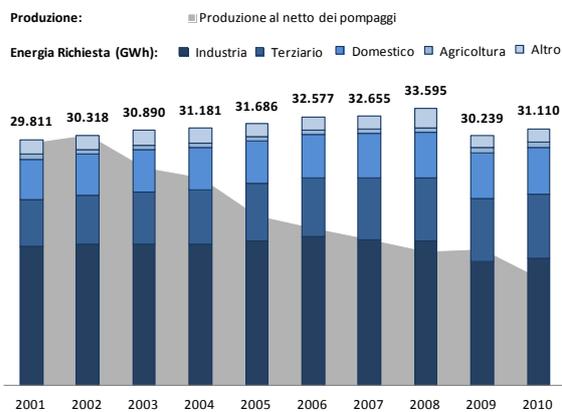


Il fabbisogno energetico della regione è coperto per circa l'80% da fonte termoelettrica, per il 20% da fonte idroelettrica e per meno dell'1% da fonte fotovoltaica confermando una sostanziale autonomia energetica della regione.

L'energia importata dall'estero diventa export verso le regioni limitrofe.

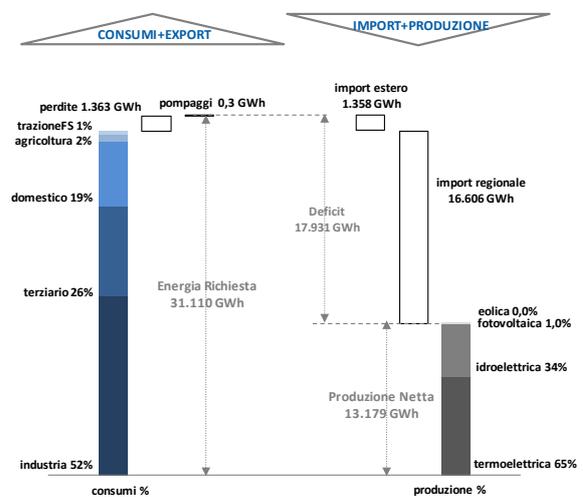
## Veneto

Veneto: storico produzione/richiesta



Il fabbisogno di energia elettrica della regione Veneto per l'anno 2010 è stato pari a circa 31 GWh, registrando un lieve incremento rispetto all'anno precedente. I consumi regionali sono prevalenti nei settori industriale (52%) e terziario (26%), seguiti dal domestico (19%) e dall'agricoltura (2%).

Veneto: bilancio energetico 2010



Nell'ultimo anno si è registrata una forte contrazione della produzione interna, di gran lunga inferiore ai consumi regionali (incremento del deficit di oltre 2.500 GWh rispetto all'anno 2009), confermando la tendenza della regione ad essere importatrice netta.

## Stato della rete

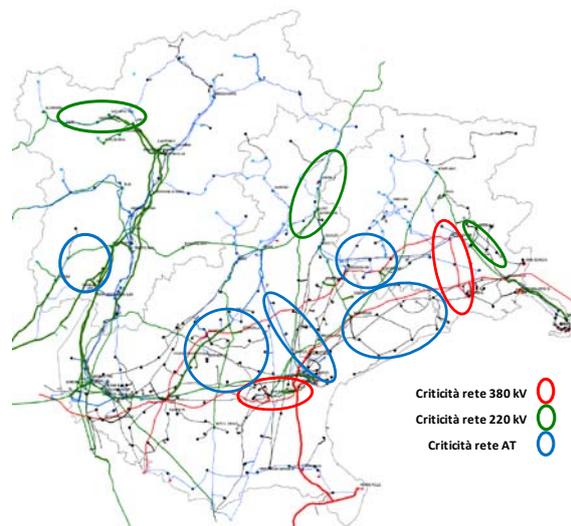
La rete ad altissima tensione dell'area Nord – Est del Paese rappresenta attualmente una sezione critica dell'intero sistema elettrico italiano, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di mutua riserva (magliatura). La rete a 380 kV si compone di un ampio anello che si chiude ad Ovest nella stazione di Dugale (VR) e ad Est, nella stazione di Planais (UD). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, attraverso il quale transitano sia i flussi di potenza provenienti dall'interconnessione Italia – Slovenia, sia la produzione dei poli produttivi di Monfalcone e Torviscosa.

Relativamente alla rete a 132 kV, a dispetto di un trend di crescita contenuto si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova anche a causa dei ritardi nell'autorizzazione degli interventi di sviluppo previsti sulla rete 380 kV. In particolare la mancanza di iniezioni dalla rete 380 kV su rete 132 kV rende necessario risolvere urgentemente le criticità sulle porzioni di rete a 132 kV sottese alle stazioni di:

- Scorzè, Vellai e Soverzene;
- Planais, Salgareda e Pordenone.

Inoltre la recente acquisizione delle linee TELAT nel perimetro della RTN ha evidenziato, a causa della scarsa capacità di trasporto delle stesse, la necessità di potenziare le direttrici tra Planais e Salgareda.

Nella figura successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.



---

## **Nuove esigenze di sviluppo rete**

---

### **Stazione 380 kV Sandrigo**

**anno: 2012/da definire**

Per poter garantire più ampi margini di sicurezza per l'alimentazione dei carichi della rete nell'area, sarà incrementata la potenza installata presso la stazione 380 kV di Sandrigo. Inoltre, in relazione al potenziamento delle trasformazioni, sarà adeguato, in anticipo rispetto agli altri interventi, l'elettrodotto in uscita dalla stazione verso il nodo di Carmignano.

### **Stazione 380 kV Dugale**

**anno: da definire**

Presso l'impianto di Dugale è previsto un aumento della potenza di trasformazione per poter garantire più ampi margini di sicurezza per l'alimentazione dei carichi afferenti alla stazione elettrica.

### **Stazione 380 kV Planais**

**anno: 2015**

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

### **Stazione 380 kV Udine Ovest**

**anno: 2015**

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

### **Stazione 220 kV Glorenza**

**anno: da definire**

Al fine di poter garantire una maggiore sicurezza della porzione di rete dell'Alto Adige è prevista l'installazione di un nuovo ATR 220/132 kV presso la Stazione 220 kV di Glorenza, nonché la rimozione delle attuali limitazioni di rete presenti nella rete 132 kV afferenti alla sezione 132 kV della Stazione di Glorenza.

### **Rete 132 kV area Nord Venezia**

**anno: 2014**

La porzione di rete AT che dalle stazioni di trasformazione di Cordignano e Venezia N. alimenta l'area est di Treviso, presenta rischi di sicurezza di esercizio locale nei periodi di elevato prelievo di potenza. Sono stati pianificati gli interventi di adeguamento delle portate degli elettrodotti 132 kV Cordignano-Vacil e Venezia N.-Treviso Est con l'obiettivo di migliorare, già nel breve periodo, gli standard di sicurezza e qualità del servizio.

### **Rete 132 kV Latisana-Caorle**

**anno: 2015**

Attualmente sono presenti bassi livelli di sicurezza ed affidabilità di esercizio soprattutto nei periodi di picco estivo causati da basse portate degli elettrodotti 132 kV. Gli interventi pianificati prevedono l'adeguamento dei collegamenti 132 kV Latisana-Lignano, Lignano-Bibione e Bibione-Caorle.

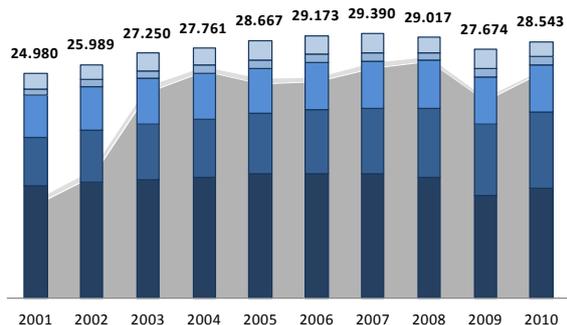


Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Emilia Romagna

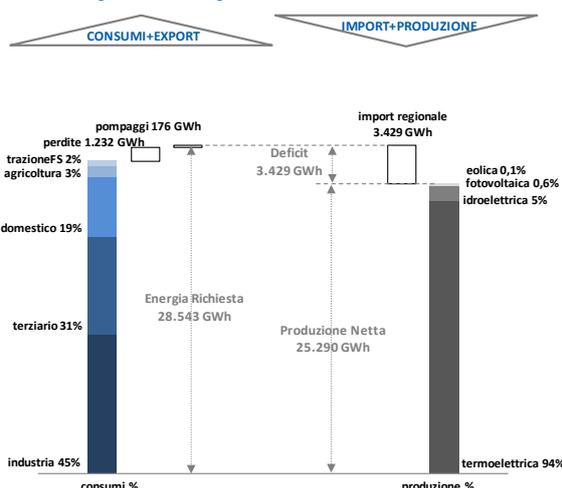
Emilia Romagna: storico produzione/riciesta

Produzione: ■ Produzione ■ Produzione al netto dei pompaggi  
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



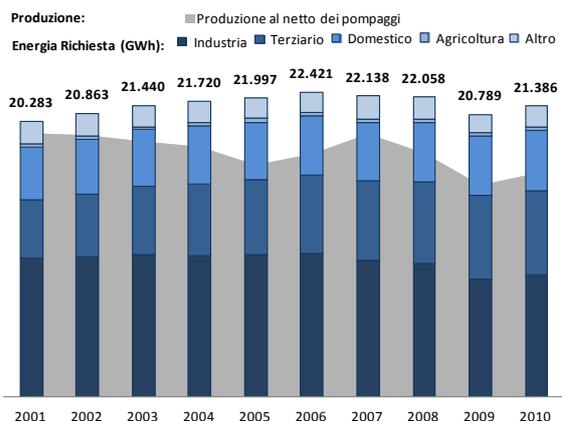
I consumi dell'industria costituiscono una buona fetta del fabbisogno totale e nel 2010, dopo la crisi del 2009, hanno registrato un incremento di circa il 7%. Analogamente, ma in modo più contenuto i consumi globali della regione sono cresciuti di circa il 3%, a fronte di una riduzione fra gli anni 2008 e 2009 di quasi il 5%. Analogo andamento è riscontrabile lato produzione, probabilmente per l'effetto di un parco produttivo meno efficiente rispetto a quello delle regioni limitrofe.

Emilia Romagna: bilancio energetico 2010



La regione, si conferma, anche per il 2010 una area deficitaria per circa il 12% della propria richiesta. Sul fronte produzione, la generazione da impianti termoelettrici tradizionali è dominante mentre il parco rinnovabile genera circa il 6% del totale, con predominanza della fonte idroelettrica.

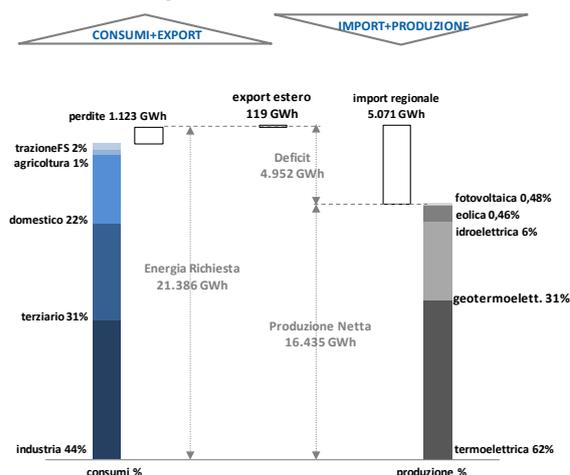
Toscana: storico produzione/richiesta



I consumi della regione hanno mantenuto nel corso degli ultimi dieci anni un andamento sostanzialmente costante, con l'eccezione del periodo 2008-2009, dove si è registrata una riduzione di circa il 6%, e il periodo 2009-2010, con una ripresa dei consumi del 3%. Il consumo industriale costituisce poco meno della metà dell'intero fabbisogno. Relativamente alla capacità di generazione offerta dalla regione Toscana, l'andamento osservabile presenta fasi di riduzione, 2001-2005 e 2007-2009, alternate a più contenute fasi di crescita, 2005-2007 e 2009-2010, in

particolare quest'ultimo pari a circa il 6%.

Toscana: bilancio energetico 2010



Nel 2010 il contributo principale alla domanda è fornito ancora dal comparto produttivo, per circa il 44% a fronte 31% da parte del settore terziario e del 22% per il domestico. La generazione è caratterizzata dal contributo, unico in Italia, del polo geotermico di Larderello, per un terzo dell'intera capacità produttiva della regione. Tuttavia, il deficit produzione/riciesta si è mantenuto elevato, poco al di sotto di 5.000 GWh, e coperto da import regionale.

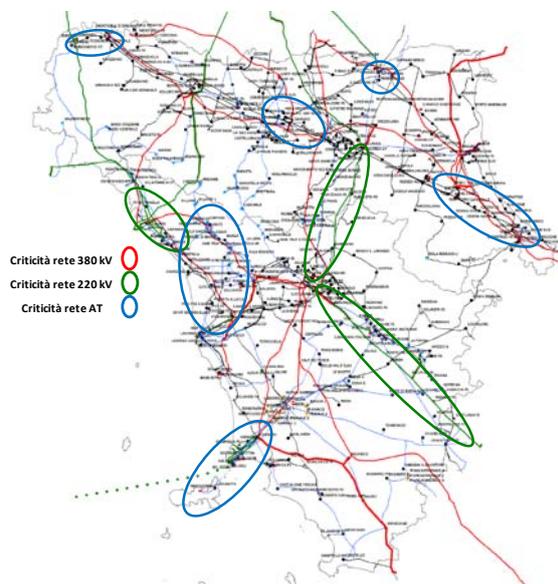
## Stato della rete

La rete AAT presente nelle regioni Emilia Romagna e Toscana è impegnata dai transiti di potenza dal Nord verso il Centro Italia imputabili alla produzione più efficiente delle centrali di recente costruzione nel Nord ed all'energia importata dall'estero sulla frontiera Nord. Conseguentemente alcune dorsali 220 kV possono diventare colli di bottiglia per il trasporto di energia elettrica in sicurezza e generare congestioni che possono vincolare gli scambi tra zone di mercato limitando la produzione da impianti più efficienti.

La rete di sub-trasmissione nelle zone tra Massa, Pisa e Lucca e nelle aree di Bologna, Parma e Ferrara, risulta saturata e necessita di maggiori iniezioni di potenza dalla rete di trasmissione attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e il potenziamento di quelle esistenti.

In aggiunta a quanto già emerso nei precedenti anni, con criticità in termini di sicurezza locale e qualità del servizio sulla rete AT nell'area metropolitana di Firenze e nelle aree di Forlì e Cesena, sono emerse difficoltà di esercizio della rete AT nella zona Nord della provincia di Piacenza per un insufficiente capacità di trasporto degli asset esistenti.

A tutto ciò si aggiunge un 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.



---

## Nuove esigenze di sviluppo rete

---

### Elettrodotto 132 kV “Quarto inf. – Colunga”

*anno: 2013*

In aggiunta a quanto già previsto nell'area Nord-Ovest Emilia (cfr. Sez.II - “Rete Nord-Ovest Emilia”) si provvederà alla rimozione degli attuali vincoli di portata sull'esistente elettrodotto 132 kV “Quarto inf – Colunga”. L'intervento consentirà di aumentare la sicurezza locale e garantire una migliore continuità del servizio.

### Elettrodotto 132 kV “S.MartinoXX – S.Arcangelo”

*anno: 2013*

In aggiunta a quanto già previsto a Nord della stazione 380 kV di S.MartinoXX (cfr. Sez.II - “Rete area Forlì-Cesana”) si provvederà, al fine di aumentare la sicurezza di alimentazione del carico locale, alla rimozione degli attuali vincoli di portata sull'esistente elettrodotto 132 kV “S.MartinoXX – S.Arcangelo”.

### Elettrodotto 132 kV “Guasticce - Cascina”

*anno: da definire*

In aggiunta alle opere di riassetto pianificate nell'area di Livorno (cfr. Sez.II - “Riassetto rete area Livorno”) sarà potenziato il collegamento 132 kV “Guasticce-Cascina”. L'attività consentirà un aumento dei margini di adeguatezza dell'alimentazione del carico locale.

### Rete AT provincia di Piacenza

*anno: lungo termine*

In aggiunta a quanto già previsto nel Piano di Sviluppo nella rete 132 kV sottesa alla SE 380 kV di S.Rocco (cfr. sez.II - “Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza”) sarà studiato, sfruttando gli asset esistenti, quanto necessario a incrementare la capacità di trasporto fra l'impianto 132 kV di Siet e il nodo 132 kV di Borgonovo.

L'intervento consentirà di aumentare i margini di affidabilità e continuità del servizio del carico locale.

### Stazione 380 kV Parma Vigheffio

*anno: 2015*

Presso l'esistente stazione 380/132 kV di Parma Vigheffio, al fine di garantire una maggiore affidabilità all'alimentazione dei carichi afferenti la sottostante rete AT è prevista l'installazione di una nuova trasformazione 380/132 kV di capacità adeguata.

### Stazione 380 kV Marginone

*anno: 2015*

Presso l'esistente stazione 380/220/132 kV di Marginone, per migliorare i profili di tensione

dell'area, è prevista l'installazione di un banco di reattanze direttamente sulla sezione AAT dell'impianto, e nel contempo, di una batteria di condensatori afferente la sezione AT dell'impianto.

### Stazione 380 kV Colunga

*anno: 2015*

Presso l'esistente stazione 380/220/132 kV di Colunga, per migliorare i profili di tensione della rete AT che concerne l'impianto in esame, è prevista l'installazione di una batteria di condensatori su la sezione AT dell'impianto.

### Stazione 380 kV Casellina

*anno: 2015*

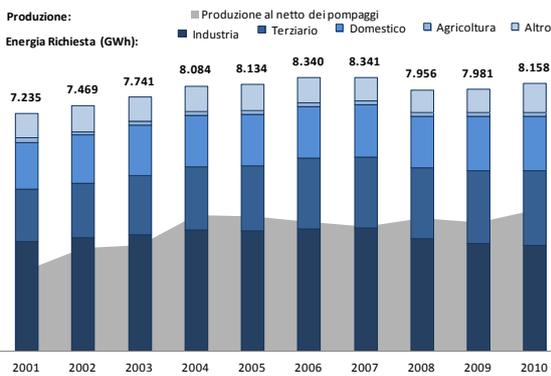
Presso l'esistente stazione 380/132 kV di Casellina, per migliorare i profili di tensione della rete AT che concerne l'impianto in esame, è prevista l'installazione di una batteria di condensatori sulla sezione AT dell'impianto.



Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

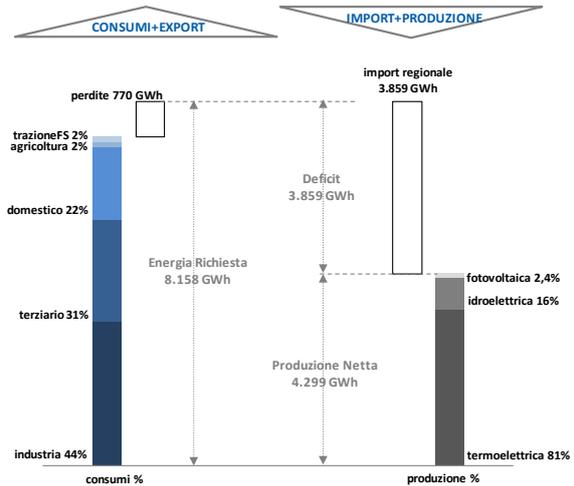
Marche

Marche: storico produzione/richiesta



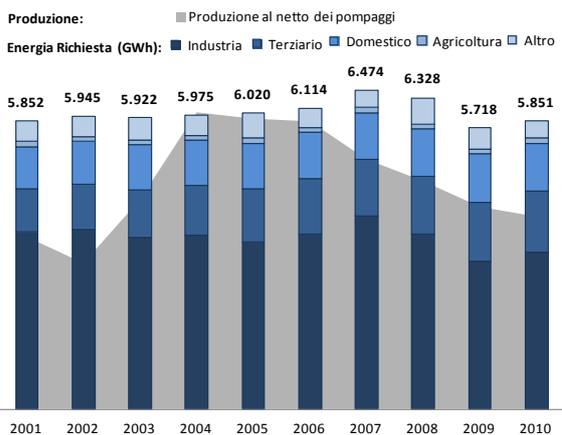
Le Marche confermano la propria impronta di regione ampiamente deficitaria in termini di produzione a copertura della richiesta, importando dalle regioni limitrofe quasi il 50% dell'energia. Nonostante tale condizione, il trend di crescita dei consumi si è mantenuto alto fino al 2007 subendo, nel 2008, un'importante flessione imputabile alla crisi economica e confermando costante il livello del fabbisogno nel 2009. Nel 2010 il trend di crescita dei consumi ha ripreso ad aumentare.

Marche: bilancio energetico 2010



Sul fronte produzione rispetto ai consumi, l'andamento è del tutto differente, con un deficit produzione/energia richiesta imputabile sia ad un gap iniziale di carente capacità produttiva, sia ad una crescita dell'energia prodotta poco dinamica soprattutto nell'ultimo quinquennio.

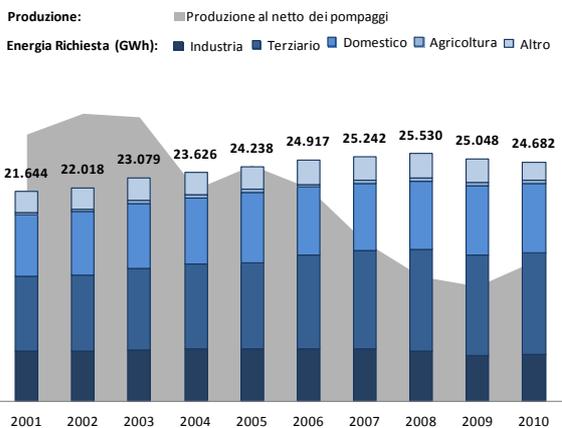
Umbria: storico produzione/richiesta



L'Umbria evidenzia un deficit produzione/energia richiesta piuttosto sostenuto compensato da circa 1.900 GWh di import regionale. I consumi sono imputabili per buona parte al settore industriale in evidente flessione nel 2009 a causa della crisi economica e in timida ripresa nel 2010. La crescita dei consumi del 2010 ha permesso di raggiungere i valori del 2001.

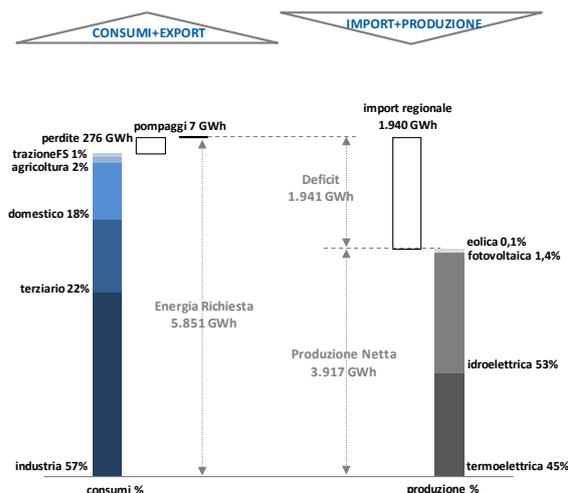
Lazio

Lazio: storico produzione/richiesta



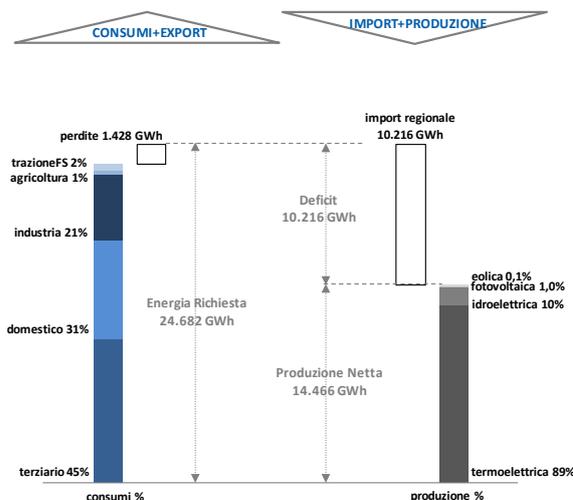
Il Lazio ha presentato andamenti diametralmente opposti di evoluzione della domanda e della offerta di energia. Sul fronte domanda, i consumi sono aumentati stabilmente negli ultimi anni, prevalentemente nel settore terziario, a meno di una lieve flessione nel 2009 e nel 2010. Sul fronte offerta, la produzione ha subito un calo sostenuto a partire dal 2003 al 2009, con un'inversione del trend nel 2010 verificato che ha registrato un incremento del 15% circa.

Umbria: bilancio energetico 2010



Sul fronte produzione, nel 2010 il contributo principale alla produzione è fornito dalla notevole produzione idrica (53%) rispetto alla termoelettrica (45%). L'andamento storico dei consumi e della produzione è piuttosto variabile con un deficit che si è accentuato a partire dal 2006.

Lazio: bilancio energetico 2010

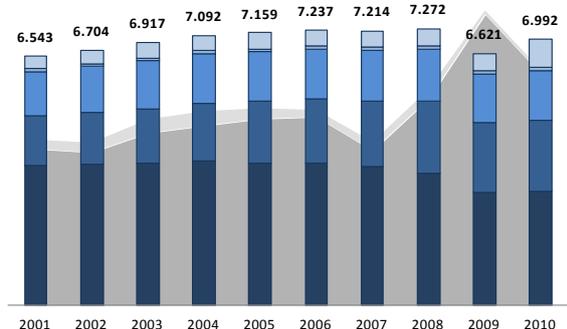


L'import regionale è passato dai 13.000 GWh del 2009 ai 10.200 GWh del 2010. La produzione di energia elettrica è garantita prevalentemente da fonte termica tradizionale (89%).

## Abruzzo

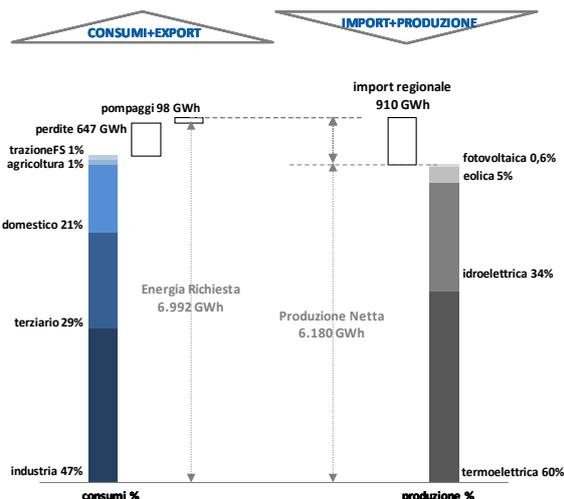
### Abruzzo: storico produzione/richiesta

Produzione: ■ Produzione ■ Produzione al netto dei pompaggi  
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



L'Abruzzo mantiene nell'ultimo decennio un trend evolutivo della produzione e dell'energia richiesta piuttosto costante ad eccezione del 2009 in cui si è registrata una sensibile contrazione della domanda (-9%) relativamente al settore industriale che risente ancora della crisi iniziata a fine 2008, per avere una lieve ripresa nel 2010.

### Abruzzo: bilancio energetico 2010

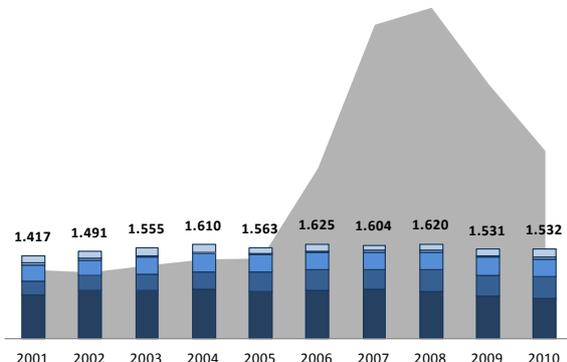


Il settore dell'industria resta predominante attestandosi intorno al 50% della richiesta di energia. L'energia elettrica è prodotta principalmente da impianti termoelettrici tradizionali e per circa il 40% da fonte rinnovabile (sostanzialmente idroelettrica).

## Molise

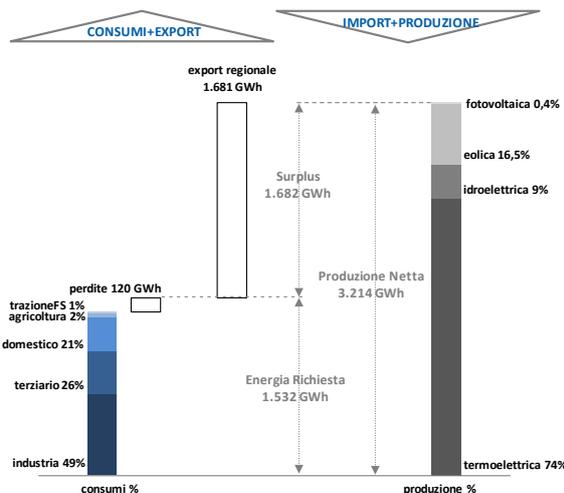
### Molise: storico produzione/richiesta

Produzione: ■ Produzione al netto dei pompaggi  
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



Il Molise mostra un surplus di energia prodotta ed esportata verso le regioni limitrofe di circa 1.700 GWh. Tale comportamento virtuoso è imputabile ad una particolare dinamicità nel settore della produzione di energia elettrica che a partire dal 2006 ha registrato un poderoso incremento portando la generazione da impianti termoelettrici tradizionali a circa il 90% del totale nel 2009, salvo una flessione al 75% circa nel 2010.

### Molise: bilancio energetico 2010



Sul fronte consumi, il settore industriale è predominante e risulta sostanzialmente stabile.

## Stato della rete

La rete AAT dell'area Centro Italia è ad oggi carente soprattutto sulla dorsale adriatica, impegnata costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud – Centro. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di nuova capacità produttiva e sono destinati a crescere in futuro in seguito all'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile. La carenza di rete a 380 kV, funzionale ad iniettare potenza verso la sub trasmissione per una porzione estesa di territorio (regioni Marche e Abruzzo), limita l'esercizio della rete costringendo a ricorrere ad assetti di tipo radiale, a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. Inoltre, durante la stagione estiva, l'intera dorsale adriatica 132 kV è alimentata da solo tre stazioni di trasformazione (Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete al limite dell'affidabilità.

A tutto ciò si somma sia la capacità limitata dei collegamenti ad oggi eserciti a 120 kV, che quindi sono in grado di trasferire minor potenza a tutto svantaggio dell'efficienza della rete, sia lo scarso contributo garantito dalla rete RFI, i cui elettrodotti presentano notevoli vincoli operativi.

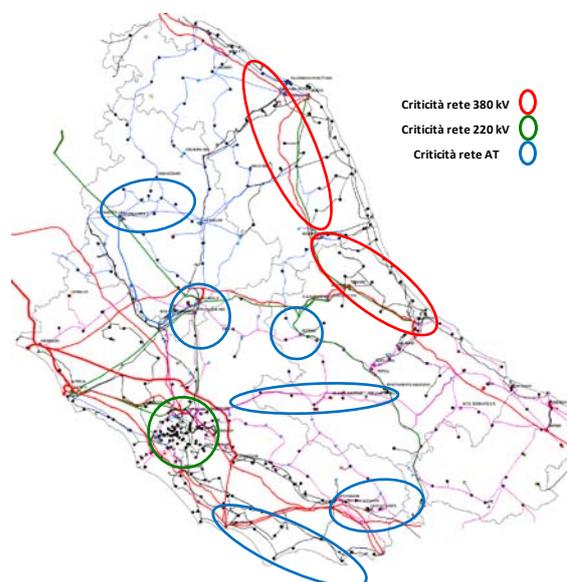
Un'altra porzione di rete 132 kV notevolmente critica è quella a servizio della provincia di Pescara ed in particolare i collegamenti che alimentano la città, i quali presentano condizioni di sfruttamento già al limite della sicurezza. Ad oggi, senza interventi di sviluppo radicali, la rete è incapace di fronteggiare ulteriori incrementi di domanda di energia elettrica.

Nell'area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee

esistenti si ripercuotono sulla qualità del servizio, condizionata dall'esercizio di tipo radiale della rete di distribuzione, con conseguente riduzione della sicurezza di alimentazione dei carichi.

Inoltre, nel comune di Roma, l'incremento dei carichi, impone la pianificazione di nuovi punti di immissione di potenza dalle reti 380 kV verso le Cabine Primarie.

Infine, i carichi estivi sulla fascia costiera tra Roma – Sud, Latina e Garigliano, sono a rischio disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete di sub trasmissione. Pertanto, per fronteggiare tali criticità, diventa indispensabile ipotizzare una nuova rimagliatura della rete che riconduca gli standard di esercizio ai livelli ottimali.



**Elettrodotto 132 kV “Fano – S.Colomba”**

*anno: da definire*

In aggiunta a quanto già previsto nei precedenti piani (cfr. Sez.II - “Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo”) si provvederà alla rimozione degli attuali vincoli di portata sull’esistente elettrodotto 132 kV “Fano – S.Colomba”.

L’intervento contribuirà a risolvere le attuali criticità della rete AT nella regione Marche aumentando la sicurezza locale e garantendo una migliore continuità del servizio.

**Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise** 

*anno: da definire*

La porzione di rete AT tra Molise e Campania è caratterizzata dalla presenza di impianti da fonte rinnovabile, in forte sviluppo, che potrebbero subire, in assenza di opportuni rinforzi di rete, limitazioni alla evacuazione della potenza. Sono pertanto previsti interventi di incremento della capacità di trasporto sulla porzione di rete interessata, in particolare le direttrici che coinvolgono gli impianti di Colle Sannita, Cercemaggiore, Campobasso, Marzanello, Capriati e Pozzilli.

L’efficacia dell’intervento è subordinata all’eliminazione delle limitazioni degli elementi d’impianto presenti nelle CP esistenti.

Gli interventi previsti garantiranno un aumento dell’affidabilità di esercizio e un più sicuro ed efficiente sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile.

## Nuove esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

### Direttrice 150 kV "Foggia – Serracapriola - Larino" anno: da definire

Disegno: direttrice 150 kV Foggia-Serracapriola-Larino

Sulla direttrice 150 kV "Foggia - Serracapriola - Larino" risultano oggi installati impianti rinnovabili per una potenza complessiva pari a circa 160 MW. In previsione di un ulteriore sviluppo di fonti rinnovabili sia sulla rete AT che sulla rete MT, risulterebbe necessario ricorrere ad azioni di smagliatura della rete in AT con conseguente aumento del rischio di Energia Non Fornita (ENF) agli utenti finali collegati alle CP che insistono su tale direttrice e una sensibile diminuzione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

In considerazione degli elevati fattori di contemporaneità degli impianti da fonte rinnovabile di tale area e dell'assenza di carichi significativi su tale direttrice, risultano necessari, oltre a quanto già previsto dai Piani di Sviluppo, interventi complementari al potenziamento della capacità di trasmissione.

Tuttavia, per arrivare alla completa soluzione di tali criticità, parallelamente al potenziamento della capacità di trasmissione e alla realizzazione di adeguate soluzioni di connessione, si rende necessaria l'installazione di sistemi di stoccaggio, localizzati lungo la direttrice critica individuata, che permettano di massimizzare già nel breve termine il dispacciamento di energia rinnovabile senza compromettere la sicurezza del SEN.

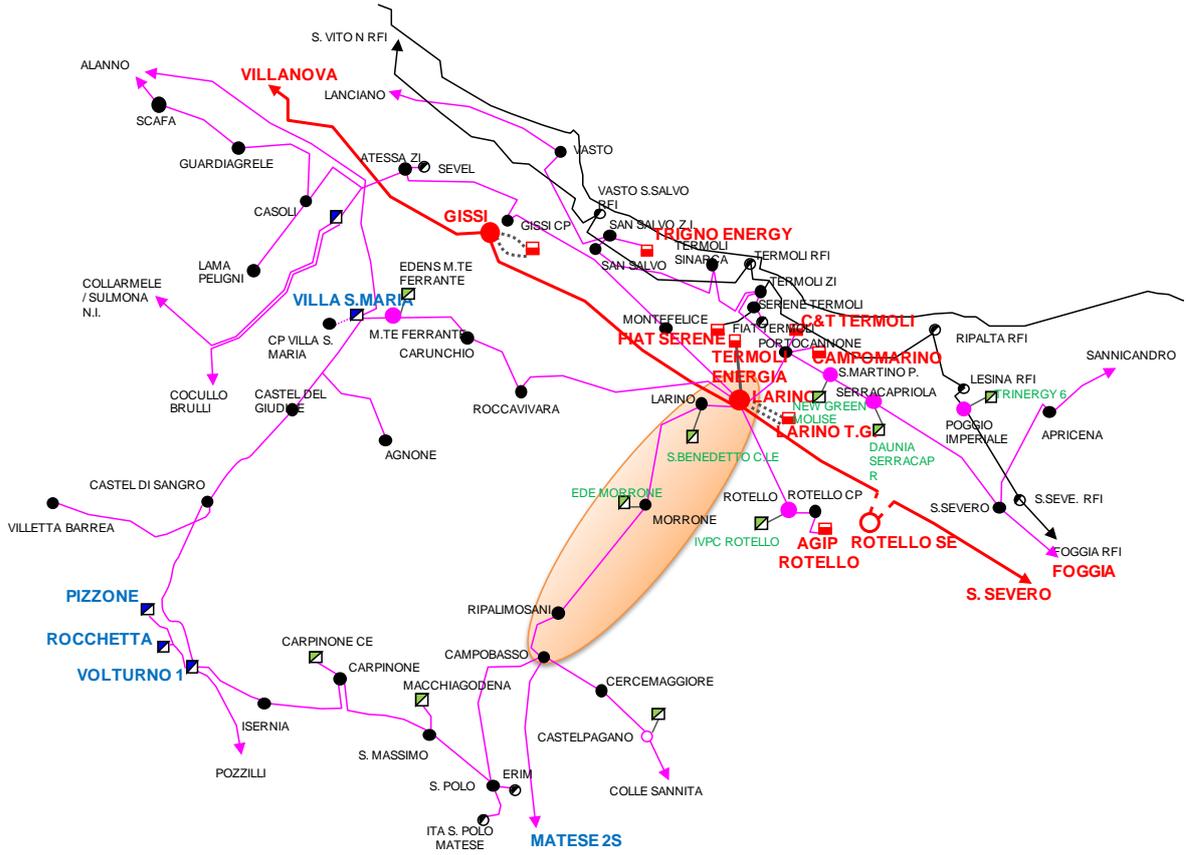
### Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve-medio termine nell'area Centro Sud

Le valutazioni sull'opportunità di installazione di sistemi di accumulo diffuso sono state estese alle seguenti ulteriori direttrici che potrebbero presentare rischi di congestione in funzione del concretizzarsi delle ipotesi sullo sviluppo del parco di generazione da fonti rinnovabili nello scenario previsionale di breve-medio termine (alla luce delle ingenti richieste di connessione su rete AT ma soprattutto del fenomeno di inversione dei flussi e di risalita di energia prodotta dagli impianti installati su rete BT/MT).

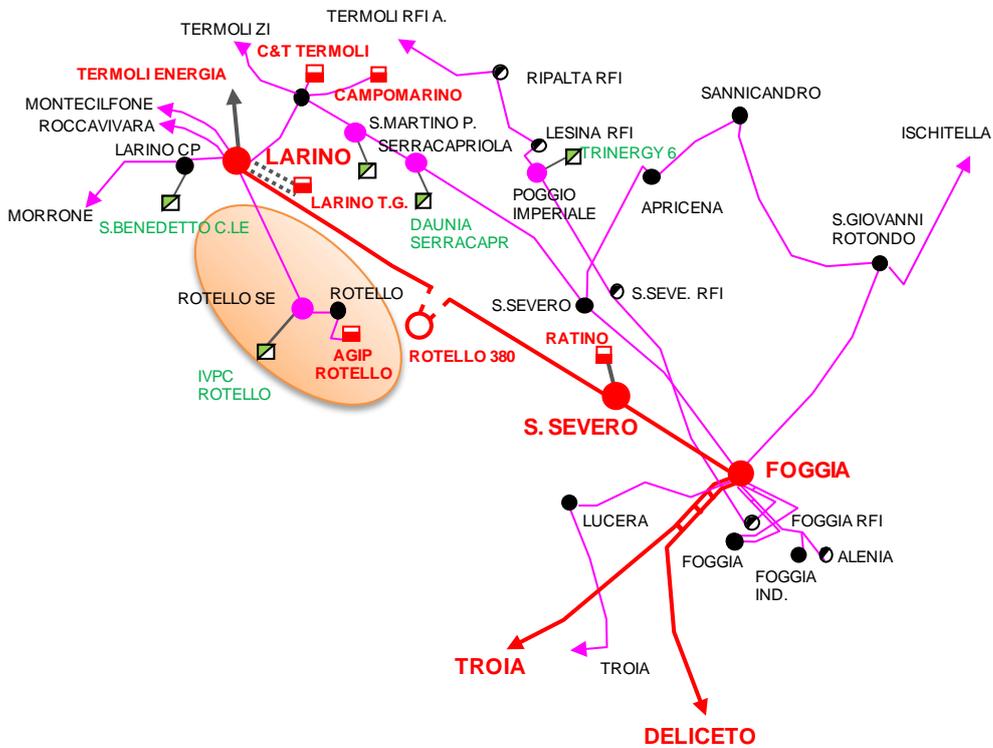
Porzione di rete 150 kV	Installato eolico [MW]	Installato fotovoltaico [MW]	Potenziale incremento capacità installata da FRNP [%]
direttrice 150 kV "Villa S. Maria – Castel di Sangro – Campobasso"	124	17	70
direttrice 150 kV "Larino – Ripalimosani – Campobasso"	58	25	160
direttrice 150 kV "Larino CP – Rotello SE"	12	13	770



**Direttrice 150 kV "Larino – Ripalimosani – Campobasso"**



**Direttrice 150 kV "Rotello CP – Rotello SE"**

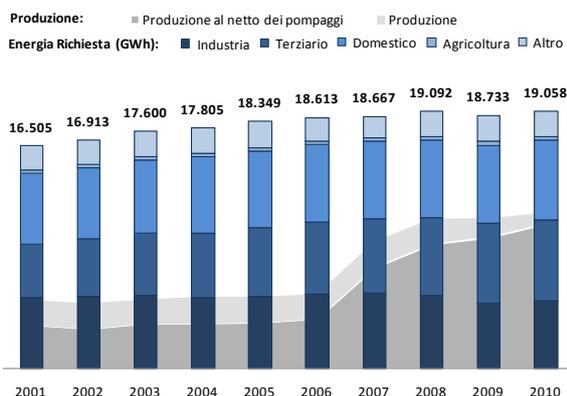




**Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)**

**Campania**

Campania: storico produzione/richiesta



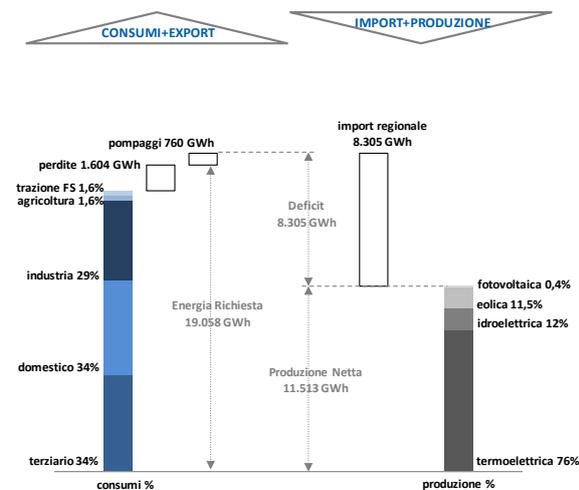
L'anno 2010 ha visto per la Campania un incremento della richiesta di energia elettrica rispetto all'anno precedente (19.058 GWh).

Il fabbisogno regionale è stato soddisfatto solo in parte dall'energia elettrica prodotta in Campania (56%), essendo la richiesta di energia coperta per buona parte dall'import dalle regioni limitrofe (44%). La produzione di energia elettrica è costituita prevalentemente da impianti termici da fonte convenzionale (76%) e per il 24% da impianti da fonte rinnovabile, in particolare idroelettrico ed eolico.

L'incremento della domanda di energia nel 2010 rispetto al 2009 ha interessato tutti i quattro settori; in particolare il settore industriale ha fatto registrare il maggiore incremento (circa 170 GWh in più rispetto ai consumi del 2009), seguito dal

settore terziario (circa 105 GWh in più rispetto al 2009), dal settore domestico (circa 60 GWh in più rispetto al 2009) ed infine dal settore agricolo (circa 4 GWh in più rispetto al 2009).

Campania: bilancio energetico 2010

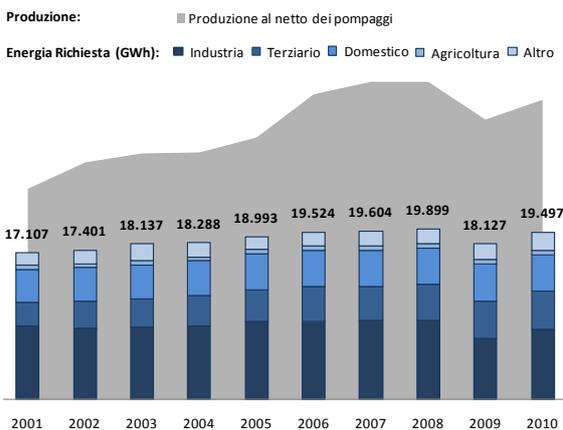


Lo sviluppo della produzione da fonte eolica e fotovoltaica negli ultimi 5 anni ha registrato un valore più che raddoppiato di energia prodotta, con un aumento del +108% e il dato è destinato a crescere ulteriormente grazie alle iniziative ancora in realizzazione ed in autorizzazione.

La totalità della domanda di energia nel corso degli anni non è mai stata coperta dalla produzione regionale come si evince dal grafico su riportato che mostra lo storico della produzione e della richiesta.

## Puglia

### Puglia: storico produzione/richiesta

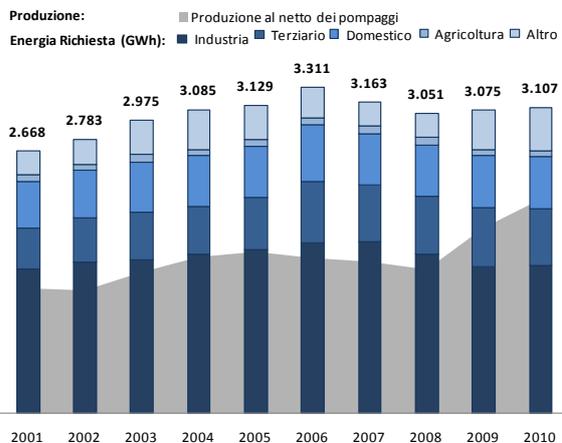


La Puglia è una regione che presenta un grande surplus di energia elettrica prodotta. Infatti il parco produttivo installato nella regione permette di coprire interamente la richiesta interna di energia, consentendo di esportare una quota parte di energia pari a 15.418,7 GWh, ovvero il 44% della produzione netta regionale.

Nell'anno 2010 la domanda complessiva di energia elettrica in Puglia è stata di 19.497 GWh, andamento decisamente superiore rispetto al fabbisogno dell'anno precedente (+7,5%). Anche per l'anno 2010 la domanda di energia è stata trainata principalmente dal settore industriale (47%), dal settore terziario (25%), i cui consumi si sono ridotti rispetto al 2009, dal settore domestico (24%) anch'esso con consumi in diminuzione rispetto al 2009, ed infine dal settore agricolo (3%) in crescita rispetto all'anno precedente di circa 100 GWh (+25%).

## Basilicata

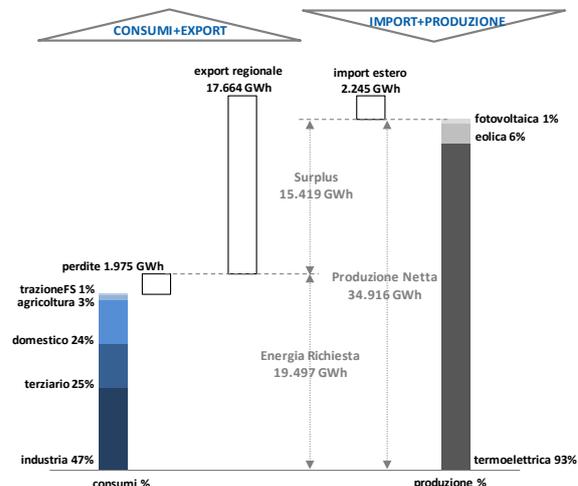
### Basilicata: storico produzione/richiesta



La produzione interna di energia elettrica in Basilicata (2.172 GWh) non riesce a soddisfare il fabbisogno energetico regionale: nel tempo ciò ha reso la regione fortemente dipendente dall'import di energia dalle regioni esportatrici limitrofe. Ad

Il parco di generazione è caratterizzato prevalentemente dalla presenza di impianti termoelettrici (93%) e da impianti eolici e fotovoltaici (7%).

### Puglia: bilancio energetico 2010

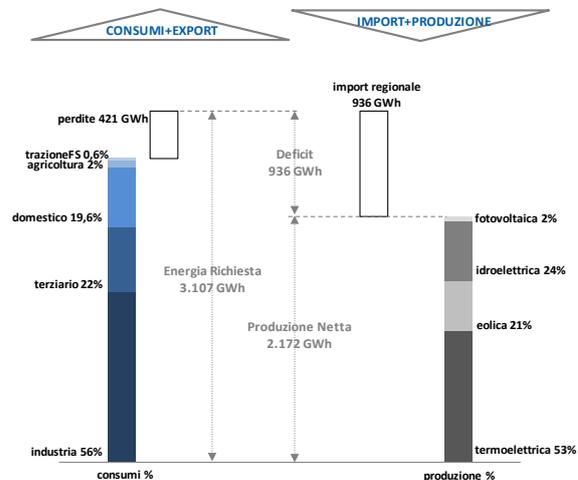


Negli ultimi dieci anni il fabbisogno energetico regionale è sempre stato soddisfatto dalla produzione interna di energia elettrica. In particolare è evidente come nel corso degli ultimi anni la crescita di produzione abbia seguito un trend in continua crescita, consentendo di esportare anno dopo anno quote di energia sempre maggiori.

Negli ultimi anni si è verificato un considerevole incremento della potenza installata da fonti rinnovabili, in particolare da fonte eolica.

oggi la Basilicata è considerata una delle maggiori regioni importatrici di energia.

### Basilicata: bilancio energetico 2010



L'anno 2010 ha fatto registrare un consumo totale di energia elettrica pari a 3.107 GWh, valore di poco

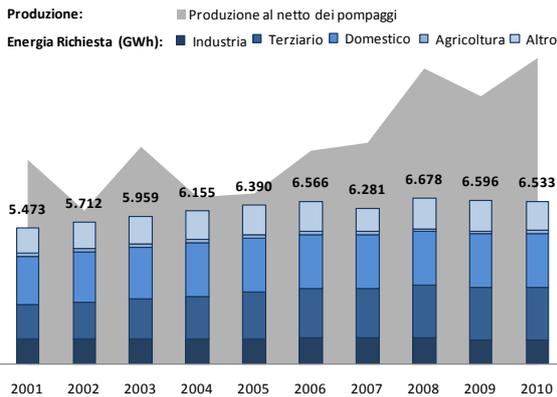
superiore al consumo registrato nell'anno 2009, con una quota parte di energia importata di 936 GWh. In particolare il consumo regionale maggiore è da imputare al settore industriale (56%), seguono i consumi dei settori terziario (22%) e domestico (19%) ed infine i consumi legati al settore agricolo (2%).

Il parco di generazione è costituito per il 53% da impianti termoelettrici e per il 47% da impianti da fonte rinnovabile, per lo più eolici e idroelettrici.

Analizzando la curva storica dei bilanci energetici della Basilicata, è evidente che la regione non è in grado di produrre una quantità di energia tale da soddisfare la domanda energetica regionale.

## Calabria

### Calabria: storica produzione/richiesta



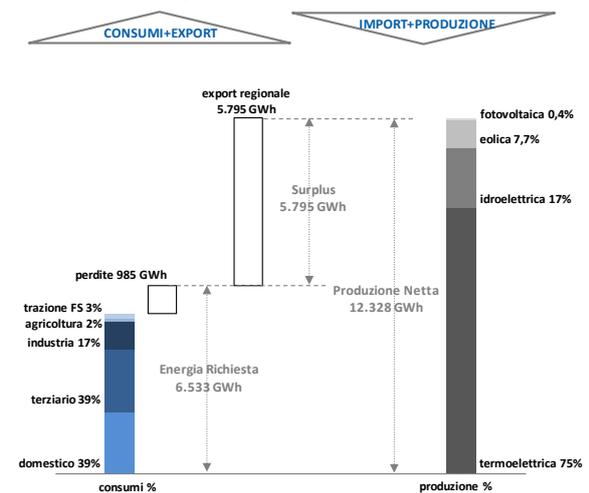
La richiesta complessiva di energia elettrica in Calabria nell'anno 2010 è stata di 6.533 GWh con un piccolo decremento rispetto all'anno precedente. La domanda di energia ha mostrato un leggero incremento rispetto all'anno precedente per il settore terziario (39%), mentre sono stati più o meno stabili i consumi dei settori domestico (39%), industriale (17%) e agricolo (2%). L'energia prodotta in Calabria, di molto superiore al fabbisogno regionale, consente un'esportazione di energia pari a 5.795,3 GWh (47% della produzione netta) verso le regioni limitrofe.

Negli ultimi anni si è evoluto notevolmente il parco produttivo grazie all'entrata in servizio di nuovi

impianti termoelettrici, che rappresentano oggi il 75% della produzione, mentre il restante 25% è costituito da impianti da fonte rinnovabile, soprattutto impianti idroelettrici (17%).

Grazie alla cospicua presenza di impianti termoelettrici, la Calabria è ampiamente in grado di far fronte alla domanda di energia elettrica interna e rappresenta oggi una delle principali regioni esportatrici di energia, come si evince dal grafico seguente.

### Calabria: bilancio energetico 2010



## Stato della rete

L'ingente produzione collocata nei poli di Brindisi e della Calabria, nonché una consistente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento ed Avellino, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro Sud sulle dorsali 380 kV adriatica e in uscita dalla Calabria.

Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell'area Sud riguardano anche le trasformazioni 380/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche e alcune porzioni di rete esercite a 220 kV, sede di frequenti congestioni di rete, che, in presenza di elevati transiti di potenza, devono essere esercite in assetto smagliato. I principali rischi di sovraccarico riguardano le trasformazioni delle stazioni di Montecorvino, Bari O., Galatina e Rotonda.

Alle citate criticità si aggiungono le congestioni sulla rete di subtrasmissione già enunciate nelle scorse edizioni del Piano di Sviluppo, presenti in particolare nel sistema 150 kV tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino dovute alla elevata penetrazione della produzione eolica, oltre alle già note criticità presenti nell'area compresa tra le SE di Brindisi e Galatina e nell'area del Salento.

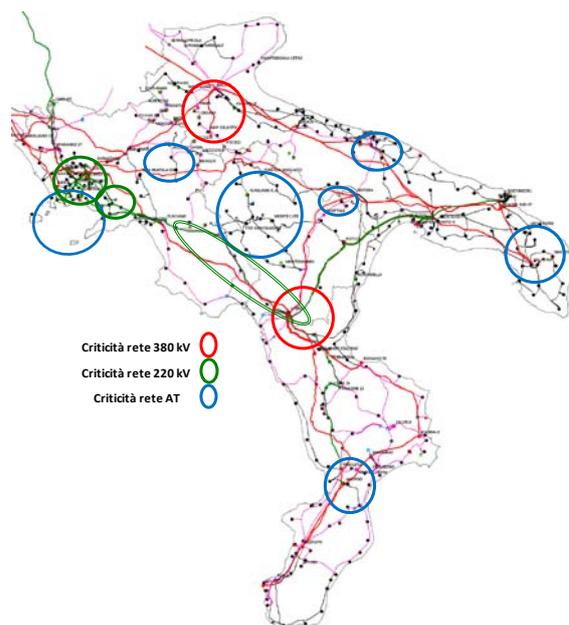
I valori misurati sui nodi principali della rete hanno delineato dei profili di tensione che rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete. Tuttavia in condizioni di basso carico (ore notturne e festivi) risulta spesso necessario aprire collegamenti a 380 kV per non superare i valori massimi di esercizio consentiti. A tal proposito, recenti eventi di esercizio caratterizzati da elevati livelli di tensione localizzati nell'area di Napoli, hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e quindi la necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione reattiva nell'area campana e nell'area urbana della città di Napoli.

Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice 150 kV "Fratta – S. Giuseppe – Scafati – Lettere – Montecorvino", interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte. Si verificano delle criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino – Padula" e "Montecorvino – Rotonda". Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV, e nella penisola Sorrentina a causa della vetustà della rete

60 kV che non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio.

Anche le direttrici 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera, l'unica presente in Basilicata, sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto.

Le criticità di esercizio in Puglia interessano un'estesa porzione della rete elettrica di subtrasmissione. Nella provincia di Lecce, sono presenti rischi di sovraccarico delle trasformazioni esistenti nella SE di Galatina e dei collegamenti 150 kV che afferiscono alla stazione stessa e alimentano rete AT locale. Nella rete di subtrasmissione di Bari le criticità sono rappresentate dalla scarsa capacità di trasporto delle linee 150 kV afferenti il nodo di Monopoli, che trasportano le potenze generate localmente verso le aree di carico del Barese. In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto rispetto alla generazione eolica installata dà luogo a delle criticità, che interessano in particolare la direttrice 150 kV tra SE di Feroleto e la CP Soverato.



Tali eventi avvalorano la necessità di incrementare lo sviluppo della RTN già enunciate nelle precedenti versioni del PdS, in quanto le problematiche della rete sono tali da richiedere urgenti interventi risolutivi (tra cui in particolare "Riassetto rete 220 kV città di Napoli", "Riassetto rete AT penisola Sorrentina", "Interconnessione a 150 kV delle isole campane", i numerosi interventi previsti per rimuovere le limitazioni all'utilizzo della produzione da fonte rinnovabile).

## Nuove esigenze di sviluppo rete

### Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca anno: da definire

Disegno: Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca

La dorsale adriatica 150 kV compresa tra le stazioni elettriche di Brindisi, Taranto Nord e Bari Ovest è caratterizzata dalla presenza di numerose cabine primarie, alcune delle quali alimentate in antenna. Inoltre, data l'estensione della rete, alcuni collegamenti 150 kV rischiano di essere impegnati oltre i propri limiti in condizioni di guasto, con la possibilità di non coprire adeguatamente il fabbisogno. Pertanto al fine di incrementare la magliatura della rete a 150 kV, superare le criticità attuali ed aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione, sarà realizzato un nuovo collegamento 150 kV "Noci – Martina Franca", sfruttando il riassetto di infrastrutture esistenti. Successivamente si valuterà la possibilità di riassetto del collegamento 60 kV "Ostuni – Martina Franca".

### Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania anno: da definire

La porzione di rete AT tra Lazio e Campania è caratterizzata dalla presenza di impianti da fonte rinnovabile, in particolare idroelettrici. In assenza di opportuni rinforzi di rete e in previsione di un ulteriore sviluppo di impianti eolici e fotovoltaici, potrebbero verificarsi limitazioni alla evacuazione della potenza prodotta. Sono pertanto previsti interventi finalizzati all'incremento della capacità di trasporto sulla porzione di rete AT compresa tra gli impianti di Ceprano e Santa Maria Capua Vetere.

### (Nuovi) Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia anno: da definire

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili previsti nell'area del Salento e nell'area limitrofa al polo di Brindisi, sono in programma attività di ricostruzione dell'esistente rete AT compresa tra le SE di Brindisi e Taranto, già attualmente impegnata dai transiti immessi in rete dagli impianti rinnovabili.

### Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud

anno: da definire

E' in programma una nuova stazione nel comune di Belcastro, da inserire sulla linea 380 kV "Magisano - Scandale", finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici locali. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà raccordata successivamente alla locale rete AT.

E' in programma una nuova stazione nel comune di Manfredonia, da inserire sulla linea 380 kV "Foggia - Andria", finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici e fotovoltaici locali. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà opportunamente raccordata successivamente alla rete AT locale.

E' in programma una nuova stazione nel comune di Gravina, da inserire sulla linea 380 kV "Matera - Bisaccia", finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi fotovoltaici nell'area Appulo Lucana. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà raccordata successivamente alla linea 150 kV "Gravina – Tricarico".

E' in programma una nuova stazione nel comune di Cerignola, da inserire sulla linea 380 kV "Foggia – Palo del Colle", finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi fotovoltaici nell'area del Tavoliere delle Puglie. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà opportunamente raccordata successivamente alla rete AT locale.

E' in programma una nuova stazione nel comune di Erchie, da inserire sulla linea 380 kV "Galatina – Taranto N.", finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici locali. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà opportunamente raccordata successivamente alla rete AT locale.

*Stato di avanzamento: La Regione Puglia ha emesso i decreti autorizzativi per la costruzione e l'esercizio delle future stazioni 380 kV e dei relativi raccordi a 380 kV di: Gravina (in data 01/03/2011), Manfredonia (in data 02/03/2011), Cerignola (in data 29/06/2011), Erchie (in data 19/09/2011); in data 28/03/2011 la Regione Calabria ha emesso il decreto autorizzativo alla costruzione ed all'esercizio della futura SE 380 kV di Belcastro e dei relativi raccordi a 380 kV.*

**Direttrice 150 kV “Foggia – Carapelle – Stornara – Cerignola – Canosa – Andria”** 

**anno: 2013/2014**

*Disegno: Direttrice 150 kV “Foggia – Cerignola – Andria”*

La regione Puglia risulta caratterizzata dalla presenza di un numero significativo di impianti di produzione rinnovabile. In particolare, sulla direttrice 150 kV “Foggia – Carapelle – Stornara – Cerignola – Canosa – Andria”, risultano complessivamente installati circa 120 MW di produzione eolica e 80 MW di produzione fotovoltaica. Inoltre è prevista a breve termine l’ulteriore entrata in servizio di circa 190 MW di potenza eolica e 80 MW di potenza fotovoltaica.

Le criticità di questa direttrice sono complicate dall’ingente quantità di impianti da FRNP installati sulle reti BT/MT, non sotto il controllo del gestore della RTN, che hanno portato in alcuni casi ad azzerare il carico sulle CP arrivando anche all’inversione dei flussi.

In virtù di quanto esposto, al fine di ridurre i rischi di congestioni della porzione di rete 150 kV in questione e parimenti la necessità di modulazione della potenza rinnovabile immessa in rete con il conseguente rischio di mancata produzione, Terna ha previsto opere di sviluppo che contribuiranno a mitigare le criticità esposte.

Tuttavia, per arrivare alla completa soluzione di tali criticità, parallelamente al potenziamento della capacità di trasmissione e alla realizzazione di adeguate soluzioni di connessione, si rende necessaria l’installazione di sistemi di stoccaggio, localizzati lungo la direttrice critica individuata, che permettano di massimizzare già nel breve termine il dispacciamento di energia rinnovabile senza compromettere la sicurezza del SEN.

**Direttrice 150 kV “Galatina SE – Martignano – S.Cosimo – Maglie – Diso – Tricase – Galatina SE”** 

**anno: 2013/2014**

*Disegno: “Galatina SE-Maglie-Tricase-Galatina SE”*

L’area del Salento è caratterizzata dalla presenza di un numero significativo di impianti di produzione da fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaici. All’anello 150 kV “Galatina SE – Martignano – S.Cosimo – Maglie – Diso – Tricase – Galatina SE” afferiscono complessivamente circa 220 MW di produzione fotovoltaica e circa 20 MW di produzione eolica. Per il fotovoltaico è previsto nel breve termine un incremento di potenza installata pari a circa 160 MW. Inoltre, un’ulteriore aliquota significativa di potenza eolica, pari a circa 250 MW, entrerà presumibilmente in servizio nei prossimi

anni. L’area del Salento è inoltre interessata da un importante transito di energia proveniente dai poli produttivi locali e dalla Grecia.

In virtù di quanto esposto, al fine di ridurre i rischi di congestioni della porzione di rete 150 kV in questione e parimenti la necessità di modulazione della potenza immessa in rete, Terna ha previsto opere di sviluppo che contribuiranno a mitigare le criticità esposte.

Tuttavia, per arrivare alla completa soluzione di tali criticità, parallelamente al potenziamento della capacità di trasmissione e alla realizzazione di adeguate soluzioni di connessione, si rende necessaria l’installazione di sistemi di stoccaggio, localizzati lungo la direttrice critica individuata, che permettano di massimizzare già nel breve termine il dispacciamento di energia rinnovabile senza compromettere la sicurezza del SEN.

**Direttrice 150 kV “Scandale – Crotona – Isola C.R. – Cutro – Belcastro – Simeri - Catanzaro”** 

**anno: 2013/2014**

*Disegno: Direttrice 150 kV “Scandale – Belcastro - Catanzaro”*

Il versante Ionico della Calabria tra le province di Crotona e Catanzaro ospita un numero significativo di impianti di produzione da fonte rinnovabile, in gran parte eolici. In particolare sulla direttrice 150 kV “Scandale – Crotona – Isola C.R. – Cutro – Belcastro – Simeri-Catanzaro” risultano complessivamente installati circa 280 MW di produzione eolica e 10 MW di produzione fotovoltaica. Ulteriori impianti, nella fattispecie circa 110 MW di fotovoltaici e 20 MW di eolici, potrebbero entrare in servizio nei prossimi anni.

Al fine di ridurre i rischi di congestioni della porzione di rete 150 kV in oggetto, interessata dal trasporto di una consistente produzione da fonte rinnovabile, sono stati previsti opere di sviluppo riguardanti in particolare le direttrici 150 kV afferenti al nodo di Soverato. Tali opere sono volte inoltre a mitigare la necessità di modulazione della potenza eolica immessa in rete e il conseguente rischio di mancata produzione.

Tuttavia, per arrivare alla completa soluzione di tali criticità, parallelamente al potenziamento della capacità di trasmissione e alla realizzazione di adeguate soluzioni di connessione, si rende necessaria l’installazione di sistemi di stoccaggio, localizzati lungo la direttrice critica individuata, che permettano di massimizzare già nel breve termine il dispacciamento di energia rinnovabile senza compromettere la sicurezza del SEN.

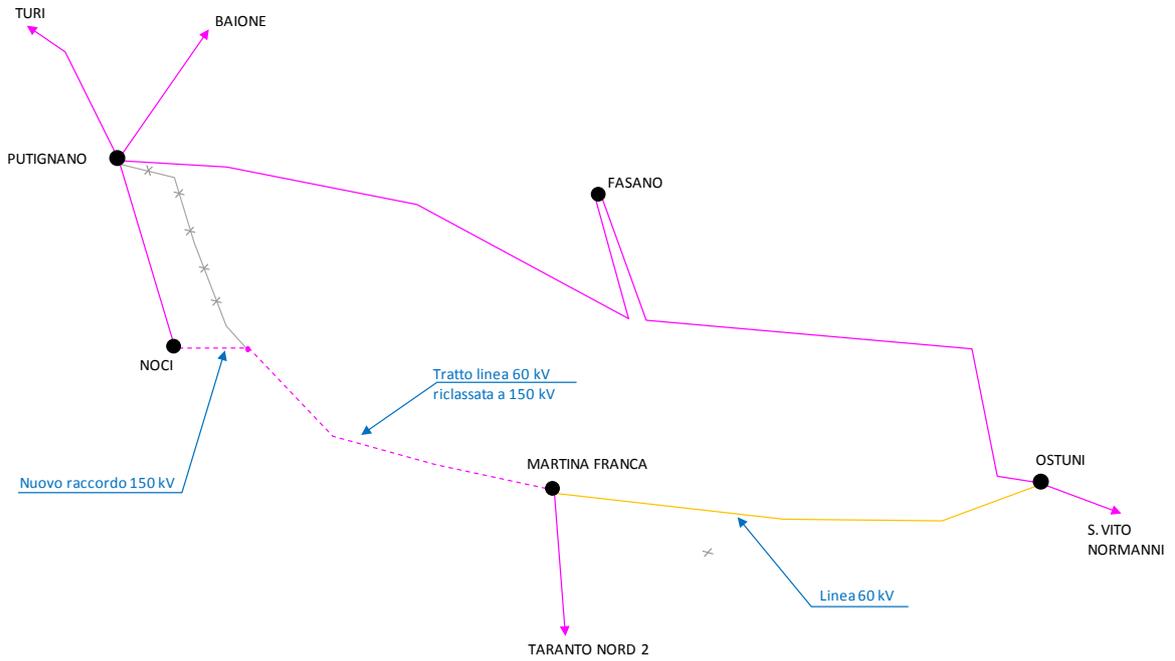
### Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve-medio termine nell'area Sud

Le valutazioni sull'opportunità di installazione di sistemi di accumulo diffuso sono state estese alle seguenti ulteriori direttrici che potrebbero presentare rischi di congestione in funzione del concretizzarsi delle ipotesi sullo sviluppo del parco di generazione da fonti rinnovabili nello scenario previsionale di breve-medio termine (alla luce delle ingenti richieste di connessione su rete AT ma soprattutto del fenomeno di inversione dei flussi e di risalita di energia prodotta dagli impianti installati su rete BT/MT).

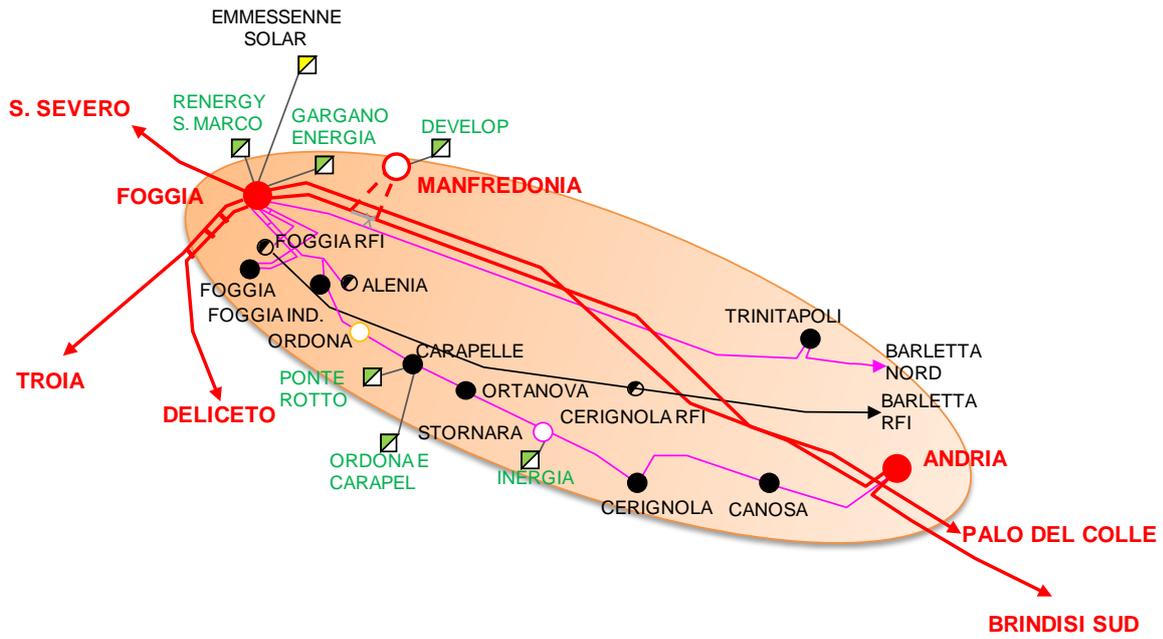
Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve termine	Installato eolico [MW]	Installato fotovoltaico [MW]	Potenziale incremento capacità installata da FRNP [%]
direttrice 150 kV "Feroletto SE – S. Eufemia – Jacurso – Girifalco – Soverato"	312	6	20
direttrice 150 kV "Bari Ovest –Rutigliano – Putignano – Fasano – Ostuni – San Vito – Brindisi Pignicelle"	0	124	280
direttrice 150 kV "Taranto Nord – Grottaglie – Francavilla – Mesagne – Brindisi Sud"	0	50	120
direttrice 150 kV "Francavilla – Campi Salentina – Lecce Industriale - Lecce"	0	188	30
direttrice 150 kV "Foggia – Trinitapoli - Barletta Nord – Barletta – Trani – Andria"	0	24	360
direttrice 150 kV "Foggia – S.Severo Lesina - Termoli"	131	44	60
direttrice 150 kV "CP Melfi – Venosa – Forenza Maschito – Genzano – Tricarico – Gravina – Altamura - SE Matera"	0	40	250
direttrice 150 kV "Taranto – Palagiano – Ginosa – Scanzano – Amendolara – Rossano" (Dorsale Jonica)	20	111	300
direttrice 150 kV "Scandale – Strongoli – Rossano"	138	16	100
direttrice 150 kV" Cetraro – Paola – Amantea – Lamezia – Feroletto"	0	10	1630

**Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca**

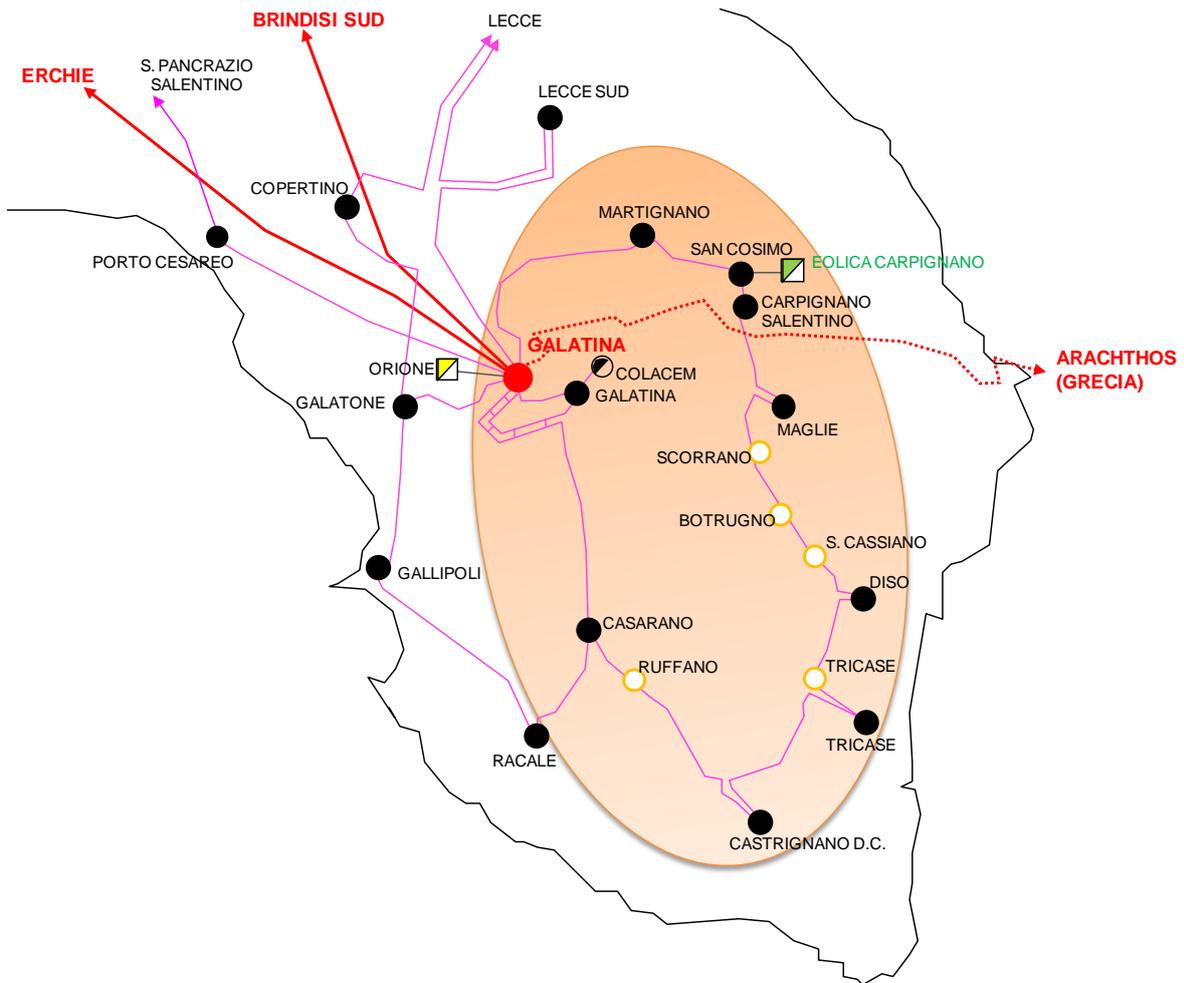
Lavori programmati



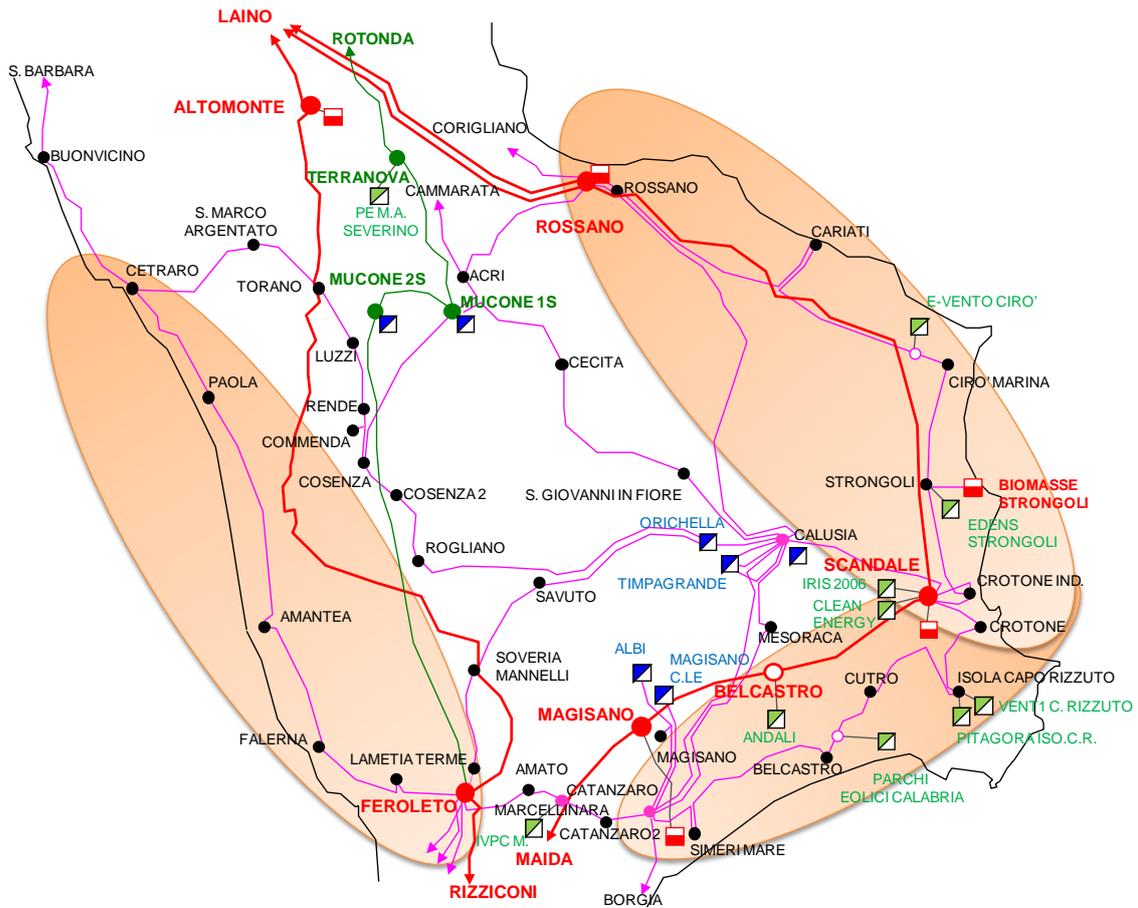
**Direttrice 150 kV "Foggia – Cerignola – Andria"**



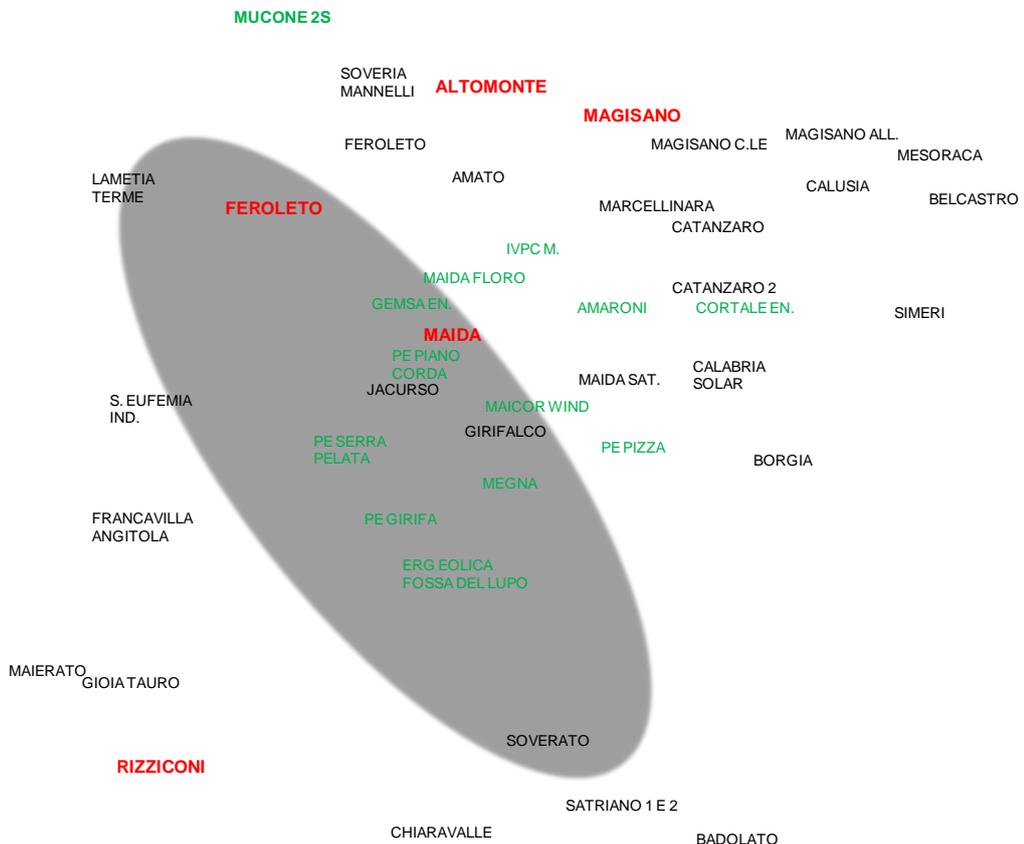
**Direttrice 150 kV "Galatina SE – Maglie – Tricase – Galatina SE"**



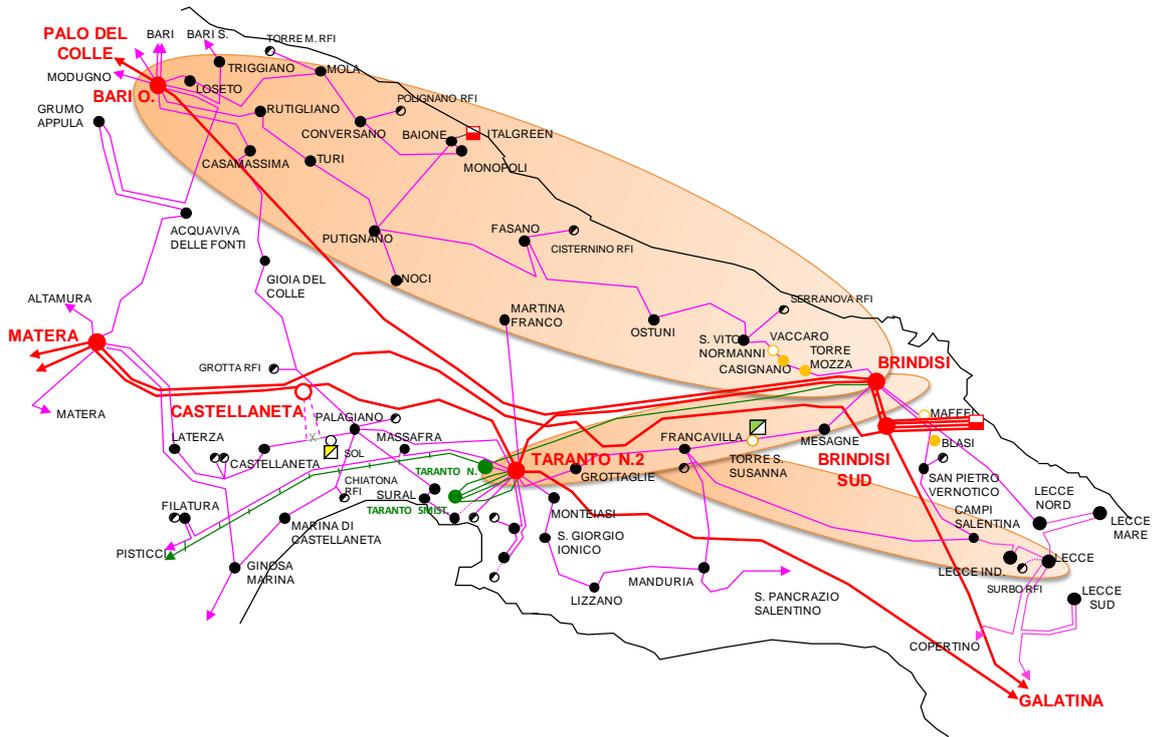
**Direttrice 150 kV "Scandale – Belcastro - Catanzaro"**



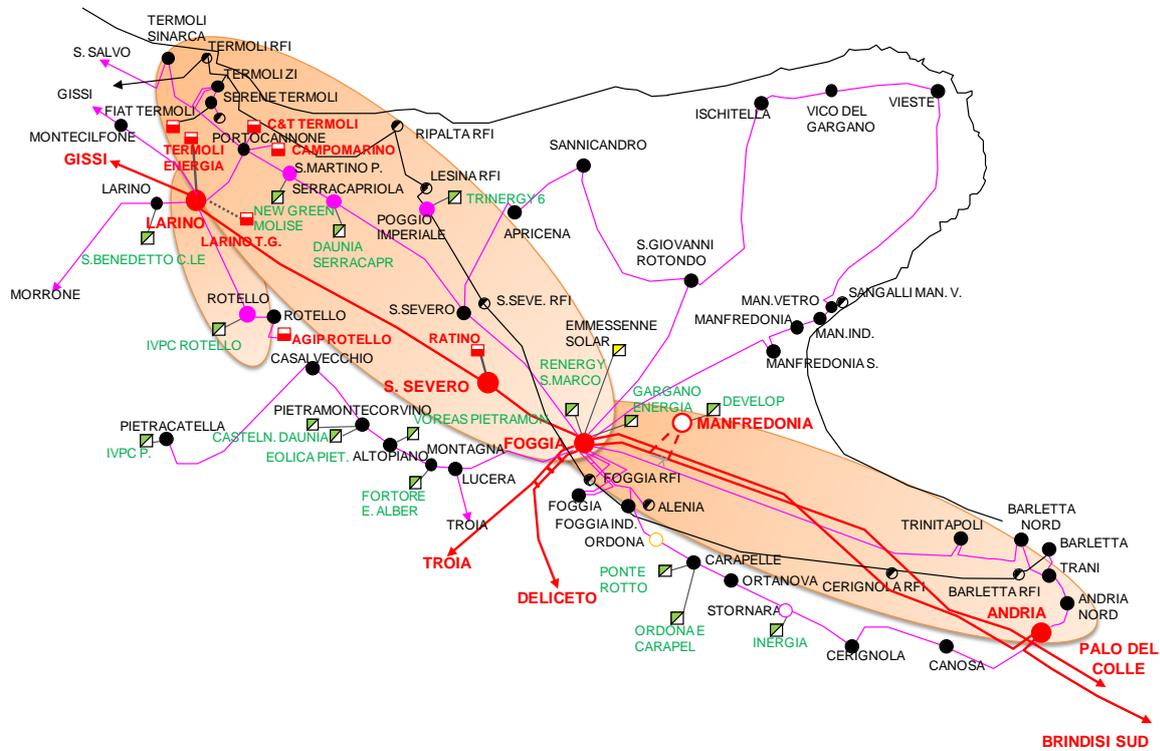
**Direttrice 150 kV "Feroletto SE - Jacurso – Soverato"**



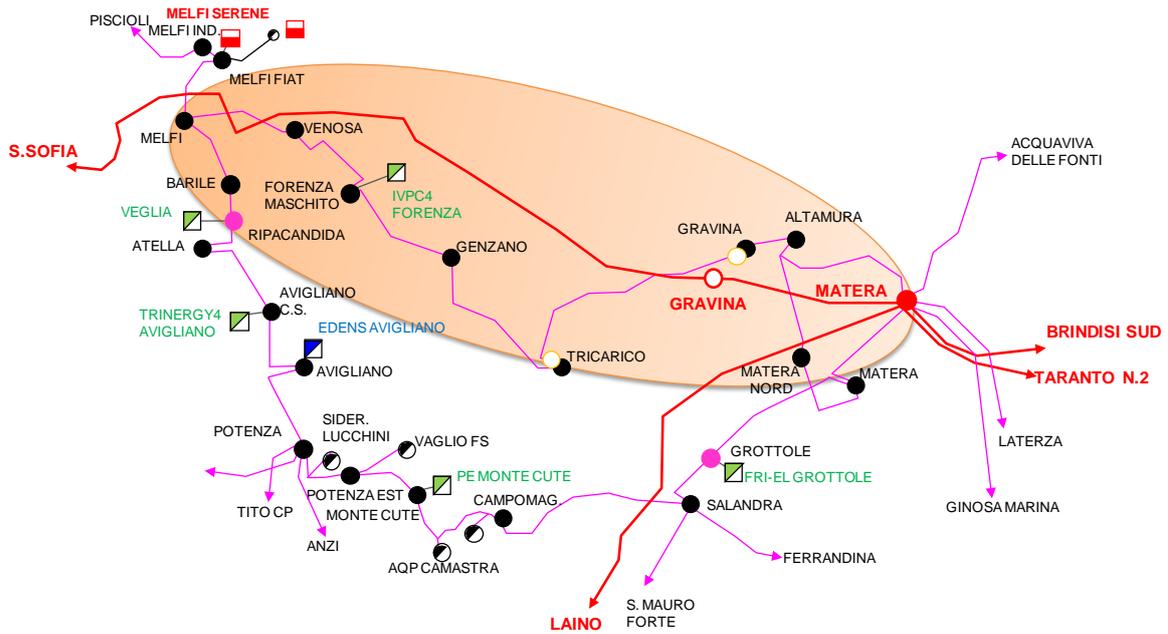
**Direttrice 150 kV "Bari Ovest – Rutigliano – Ostuni – Brindisi Pignicelle"**  
**Direttrice 150 kV "Taranto Nord – Francavilla – Brindisi Sud"**  
**Direttrice 150 kV "Francavilla – Campi Salentina – Lecce Industriale - Lecce"**



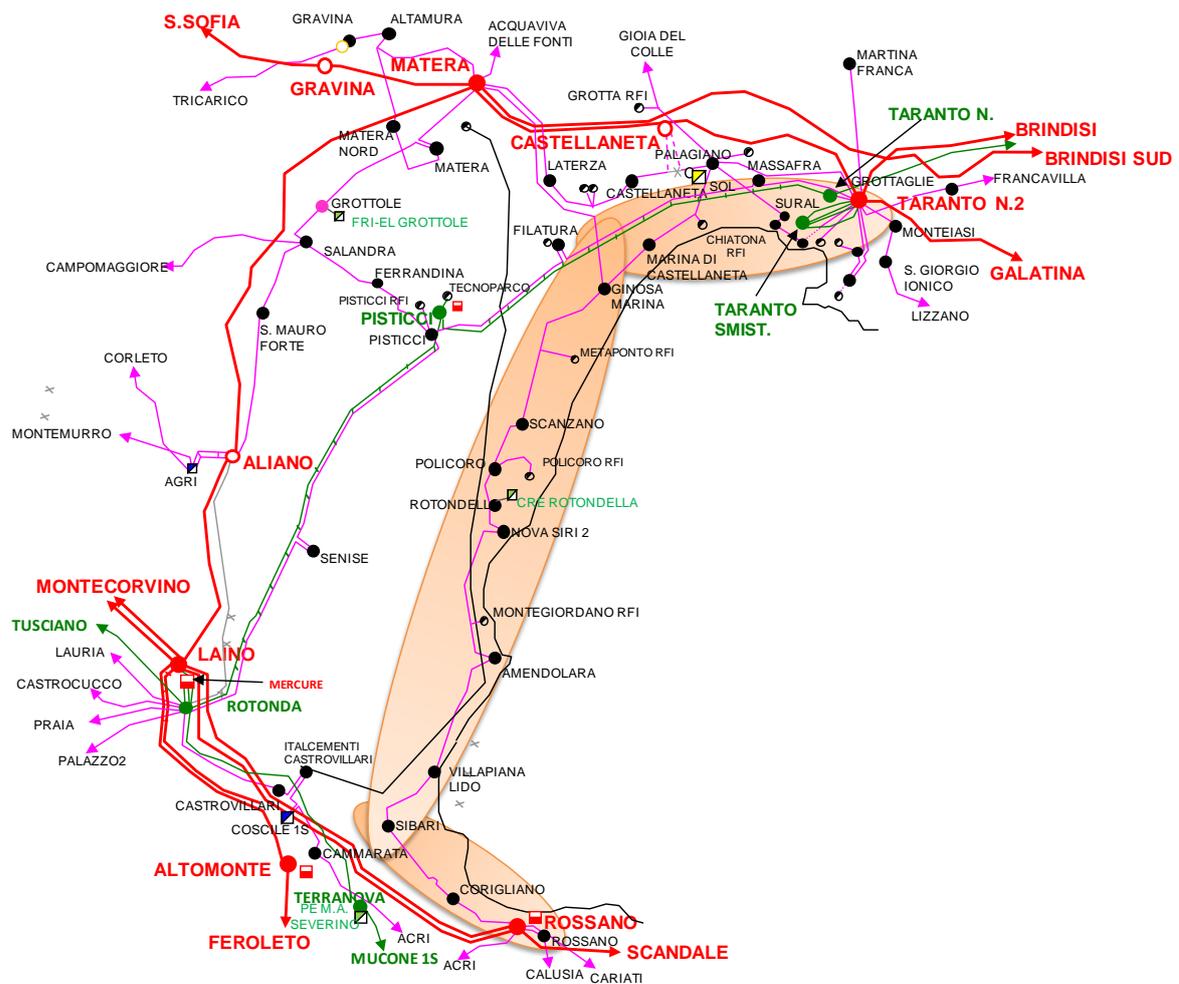
**Direttrice 150 kV "Foggia – Barletta – Andria"**  
**Direttrice 150 kV "Foggia – S. Severo - Lesina - Termoli"**



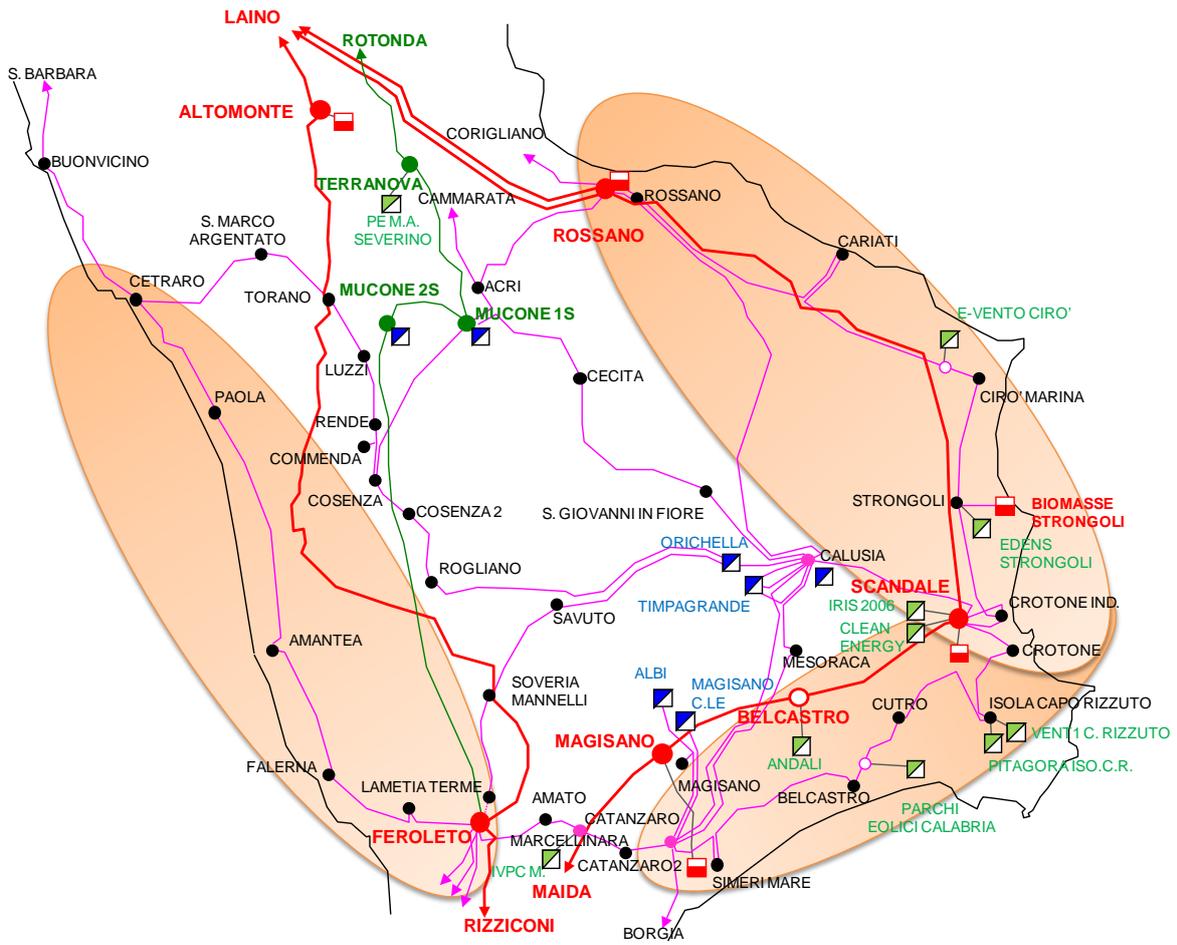
**Direttrice 150 kV "CP Melfi – Genzano - SE Matera"**



**Direttrice 150 kV "Taranto – Scanzano – Rossano" (Dorsale Ionica)**



**Direttrice 150 kV "Scandale – Strongoli – Rossano"**  
**Direttrice 150 kV "Cetraro – Feroleto"**



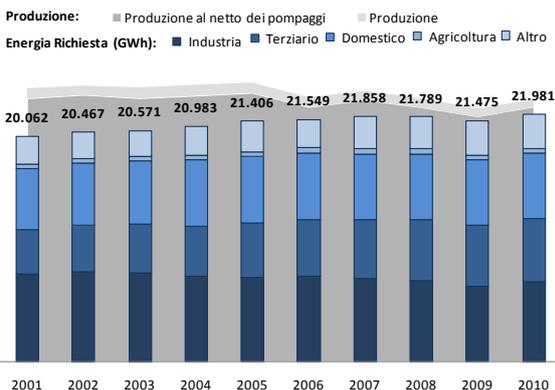




Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Sicilia

Sicilia: storico produzione/riciesta



L'energia elettrica prodotta nell'isola permette di soddisfare completamente il fabbisogno regionale. La produzione regionale è costituita per l'88% da impianti termoelettrici e per circa il 12% da impianti da fonte rinnovabile. Si segnala la costante crescita della fonte eolica e fotovoltaica, sostenuta da notevoli iniziative in corso di autorizzazione e realizzazione.

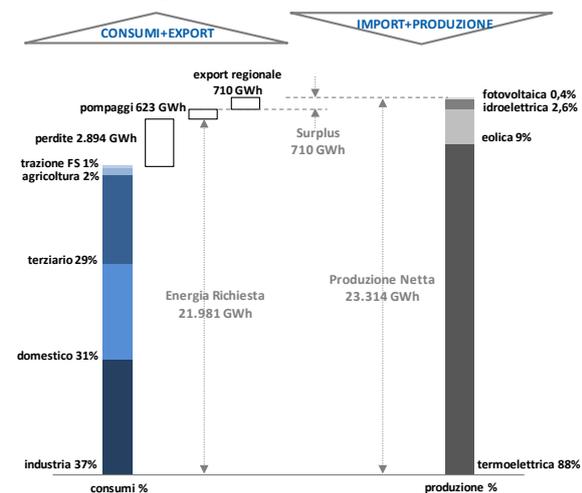
Essendoci una sola interconnessione a 380 kV con il continente, la sicurezza del sistema elettrico siciliano viene mantenuta gestendo di norma l'isola in esportazione (nel 2010 l'export è stato pari a 710,2 GWh).

L'energia totale richiesta nell'anno 2010 in Sicilia è stata di 21.981 GWh, di poco superiore rispetto al corrispondente valore del 2009. I settori in cui si è

registrato un incremento di consumo sono: il settore industriale, con un aumento dei consumi di 433 GWh (+6,4%) ed il settore terziario con un incremento di 123 GWh (+2,3%) rispetto al 2009. I consumi del settore agricolo e domestico sono pressoché invariati rispetto a quelli del 2009.

La ripartizione del fabbisogno nei diversi settori merceologici evidenzia la prevalenza di quello industriale (37%), dei consumi domestici (31%), del settore terziario (29%) e dell'agricoltura (2%).

Sicilia: bilancio energetico 2010

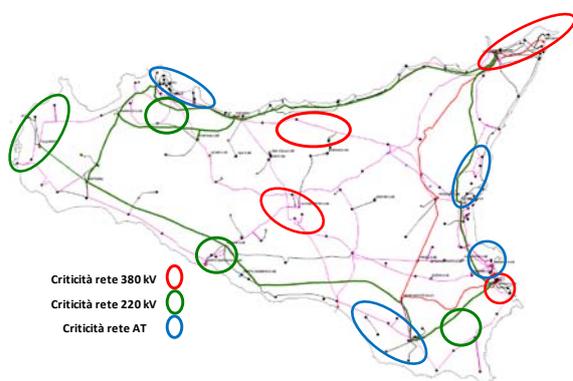


La crescita della produzione interna è sempre stata proporzionale all'aumento del fabbisogno regionale.

## Stato 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 alcuni collegamenti a 380 kV, quali “Chiaramonte Gulfi – Priolo – Isab E.”, “Paternò – Chiaramonte Gulfi” e “Paternò – Sorgente” oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l’area orientale e occidentale. Sono pertanto presenti problemi di sicurezza di esercizio del sistema elettrico e sono prevedibili sempre maggiori condizionamenti agli operatori nel mercato elettrico, in relazione allo sviluppo della generazione previsto in Sicilia soprattutto da fonti rinnovabili.

Tali circostanze possono provocare vincoli all’esercizio della capacità produttiva disponibile, a svantaggio delle unità di produzione più efficienti presenti anche nell’area Sud, a causa della carenza di infrastrutture elettriche tali da garantire adeguati margini di sicurezza del sistema. Tali congestioni rappresentano inoltre un evidente ostacolo allo sviluppo di nuova generazione, con particolare riferimento alle centrali a fonte rinnovabile, tra le quali la fonte eolica in forte crescita negli ultimi anni nell’isola.



Per la sicurezza dell’area della Sicilia centro occidentale (Palermo e Trapani), a causa della scarsa disponibilità di impianti efficienti asserviti alla funzione di regolazione, sono necessari vincoli di produzione imposta di alcuni importanti poli nell’area, che garantiscono, oltre ad adeguati livelli di tensione, anche di evitare il rischio di sovraccarico delle linee a 150 kV, al verificarsi di contingenze gravose sulla rete di trasmissione a 220 kV. A tal proposito si sono verificati durante le ore di basso carico notturne elevati livelli di tensione localizzati nell’area occidentale della

Sicilia, che hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e quindi la necessità di prevedere l’installazione di ulteriori dispositivi di compensazione reattiva.

Analoghe difficoltà si riscontrano per l’esercizio in sicurezza N-1 dell’area orientale dell’isola, in particolare nelle aree delle provincie di Messina Catania e Siracusa.

Si conferma la limitazione di produzione del polo di Priolo, funzionale all’esercizio in sicurezza dell’area di Melilli, Augusta e Misterbianco, nel caso di fuori servizio della d.t. a 220 kV “Melilli – Misterbianco”. Tale evento in assenza di limitazione di produzione determinerebbe il sovraccarico delle linee a 150 kV che insistono nella stessa isola di carico. Inoltre, alcuni importanti gruppi del polo di Priolo risultano collegati alla rete con una sola linea 380 kV, la cui indisponibilità comporta la perdita delle suddette unità, strategiche per il sistema siciliano.

Nell’area di Palermo inoltre, si evidenziano criticità relativamente all’eventuale fuori servizio di un ATR della stazione di Bellolampo che determinerebbe il sovraccarico di una importante porzione di rete AT dell’isola.

L’entrata in servizio di numerosi impianti di produzione da fonte rinnovabile, connessi prevalentemente alla rete di sub trasmissione, rischia di portare a saturazione alcune porzioni di rete AT con conseguenti possibili congestioni.

La gestione della rete siciliana, a causa della crescita sostenuta degli impianti fotovoltaici connessi alla rete di distribuzione, potrebbe risultare particolarmente critica in caso di indisponibilità dell’unico collegamento 380 kV tra la Sicilia e il continente. Ovvero, nel caso di fuori servizio programmato o accidentale dell’attuale collegamento 380 kV tra il sistema elettrico siciliano e il continente, l’indisponibilità di un gruppo di generazione interno all’isola, potrebbe provocare problemi di frequenza tali da causare il distacco di ulteriore generazione fotovoltaica distribuita.

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

### Elettrodotto 150 kV Paternò – Belpasso



*anno: da definire*

Le trasformazioni 220/150 kV della SE Misterbianco sono caratterizzate da un notevole impegno, a causa dell'elevato fabbisogno della provincia di Catania; inoltre le linee a 150 kV che alimentano i carichi nell'area a nord di Catania sono caratterizzate da vetustà e scarsa affidabilità. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete e migliorare la continuità del servizio nell'area a nord

di Catania, si prevede di realizzare un nuovo collegamento tra la SE Paternò e la CP Belpasso, sfruttando un tratto del collegamento "Paternò - Misterbianco" già realizzato in d.t. con la linea "Paternò – Paternò CP". Si prevede quindi la realizzazione di un breve raccordo che consentirà di collegare la CP Belpasso direttamente alla sezione 150 kV della SE Paternò.

## Nuove esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

### Direttrice 150 kV "Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente"

anno: 2013/2014

Disegno: direttrice 150 kV "Caltanissetta – Petralia – Bronte – Sorgente"

L'area centrale della Sicilia risulta caratterizzata dalla presenza di un numero significativo di impianti di produzione da fonte rinnovabile, in particolare eolici. Sulla direttrice 150 kV "Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente" risultano attualmente installati circa 250 MW di produzione eolica e 20 MW di produzione fotovoltaica. Tali aliquote potrebbero ulteriormente incrementare alla luce

dei circa 90 MW di produzione eolica e 30 MW di produzione fotovoltaica previsti a breve termine.

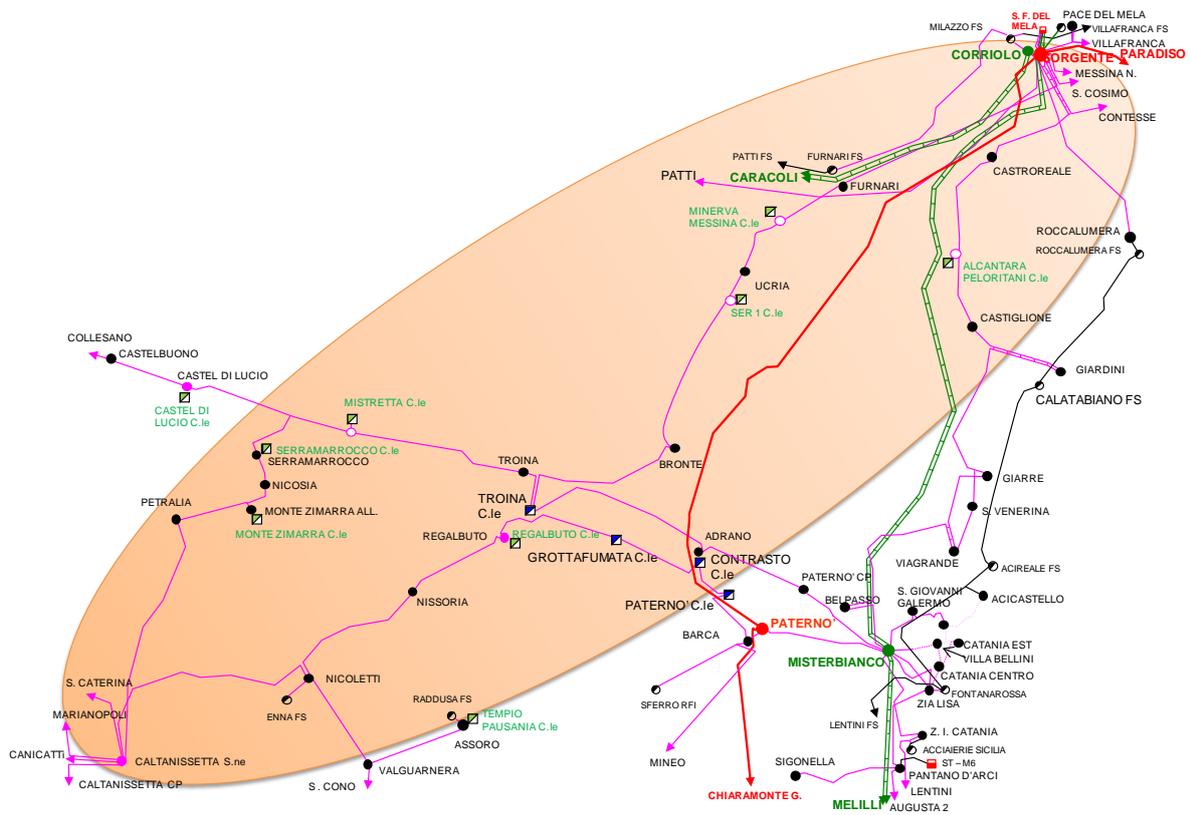
Al fine di superare le prevedibili congestioni della rete AT nell'area centro orientale della Sicilia, interessata dal trasporto di una consistente produzione da fonte rinnovabile, Terna ha già previsto importanti opere di sviluppo. Tuttavia, per arrivare alla completa soluzione di tali criticità, parallelamente al potenziamento della capacità di trasmissione, si rende necessaria l'installazione di sistemi di stoccaggio localizzati lungo la direttrice critica individuata, che permettano di massimizzare il dispacciamento dell'energia rinnovabile prodotta senza compromettere la sicurezza del SEN.

### Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve-medio termine nell'area Sicilia

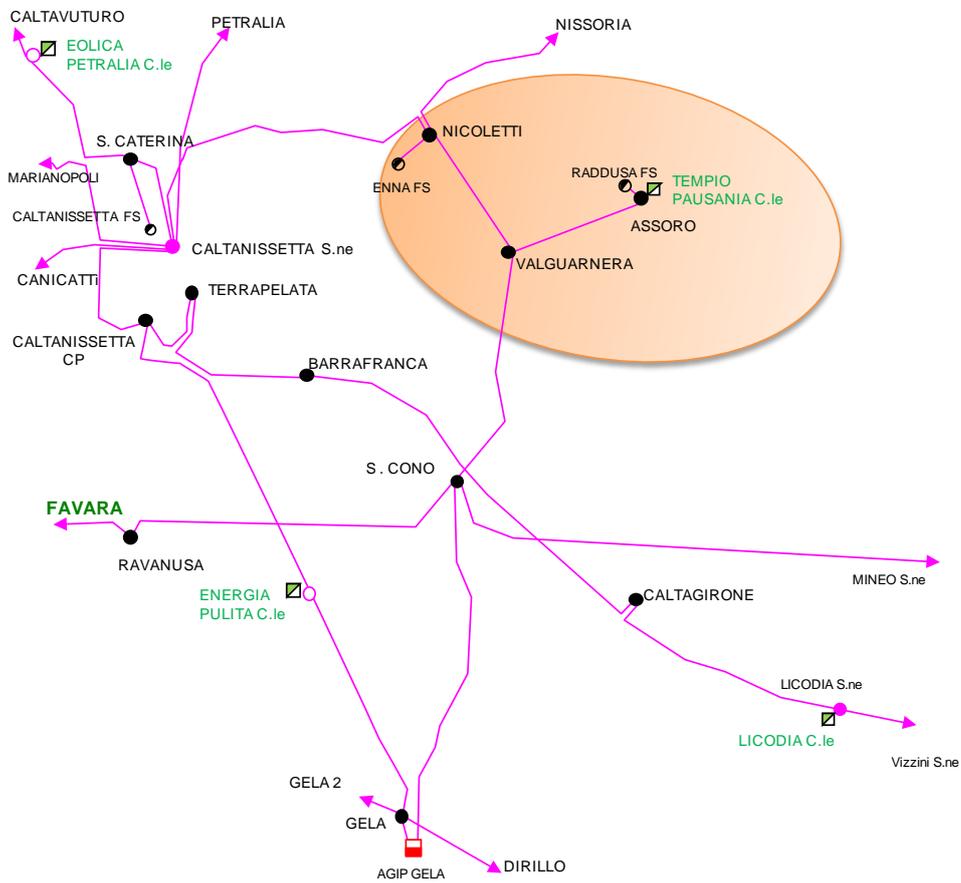
Le valutazioni sull'opportunità di installazione di sistemi di accumulo diffuso sono state estese alle seguenti ulteriori direttrici che potrebbero presentare rischi di congestione in funzione del concretizzarsi delle ipotesi sullo sviluppo del parco di generazione da fonti rinnovabili nello scenario previsionale di breve-medio termine (alla luce delle ingenti richieste di connessione su rete AT ma soprattutto del fenomeno di inversione dei flussi e di risalita di energia prodotta dagli impianti installati su rete BT/MT).

Ulteriori direttrici potenzialmente critiche nel breve termine	Installato eolico [MW]	Installato fotovoltaico [MW]	Previsione potenziale incremento capacità installata da FRNP [%]
direttrice 150 kV "Tempio Pausania – Assoro – Valguarnera"	71	7	90
direttrice 150 kV "S. Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini – Augusta 2"	207	65	50
direttrice 150 kV "Augusta – Sortino CP – Carlentini 2 – Vizzini – Vizzini CP – Caltagirone – Barrafranca - Caltanissetta"	119	34	80
direttrice 150 kV "Favara – Racalmuto – Caltanissetta"	0	19	400
direttrice 150 kV "Caltanissetta – Castronovo – Ciminna"	190	18	20

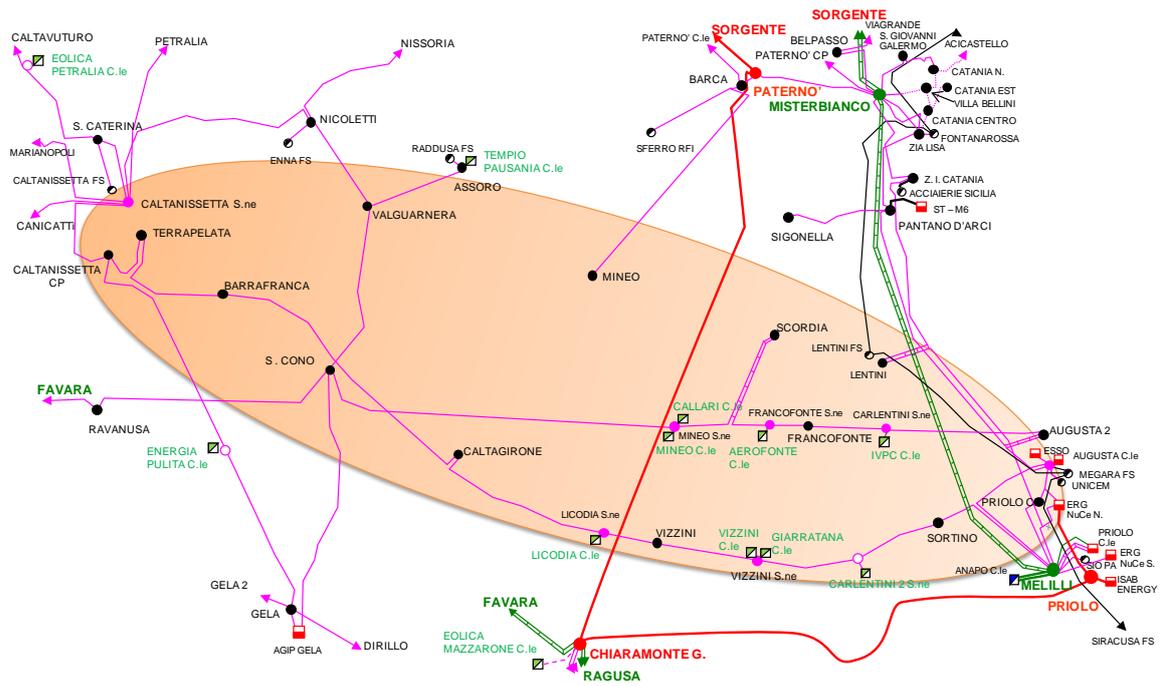
**Direttrice "Caltanissetta – Petralia – Bronte – Sorgente"**



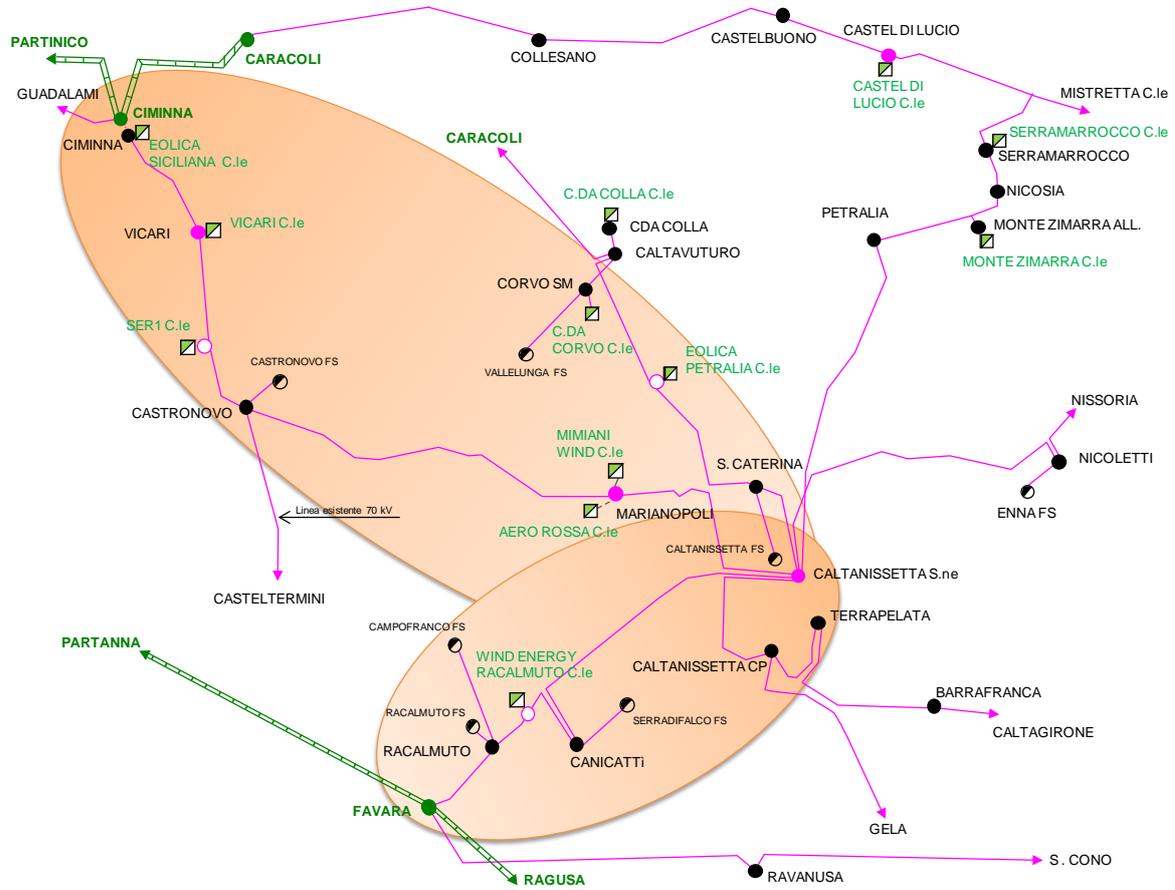
**Direttrice 150 kV "Tempio Pausania - Valquarnera"**



**Direttrice 150 kV "S. Cono – Augusta 2"**  
**Direttrice 150 kV "Augusta – Vizzini - Caltanissetta"**



**Direttrice 150 kV "Favara – Racalmuto – Caltanissetta"**  
**Direttrice 150 kV "Caltanissetta – Castronovo – Ciminna"**



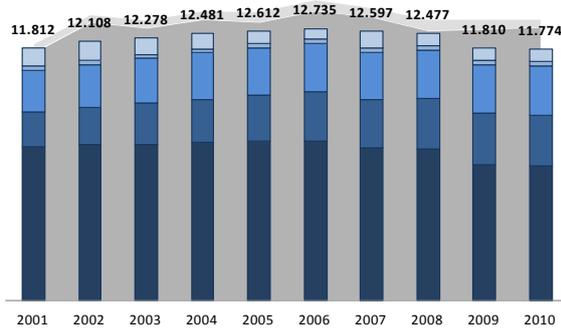


Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Sardegna

Sardegna: storico produzione/richiesta

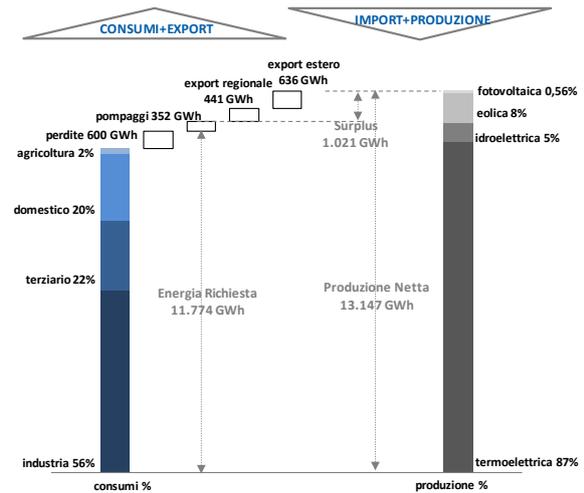
Produzione: ■ Produzione al netto dei pompaggi ■ Produzione  
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



Il fabbisogno di energia elettrica della regione Sardegna per l'anno 2010 è stato di poco inferiore ai 12 TWh, sostanzialmente in linea con il valore del 2009. Anche la ripartizione fra le diverse classi di consumo è rimasta, in buona parte, inalterata nel corso degli ultimi dieci anni, con il contributo principale che proviene dal settore industriale. La produzione interna è di poco superiore al fabbisogno energetico della regione ed è caratterizzata principalmente dalla fonte termoelettrica, seguita da quella idroelettrica, e da

una quota parte di energia proveniente da fonte rinnovabile.

Sardegna: bilancio energetico 2010



Anche per il 2010 la regione ha confermato una caratteristica moderatamente esportatrice di energia, con un surplus di circa l'8% rispetto ai consumi totali.

## Stato della rete

Le principali criticità riscontrate nel corso degli ultimi anni sulla rete della Sardegna, confermano sostanzialmente quanto già emerso negli anni precedenti.

In particolare le forti problematiche di esercizio nelle porzioni di rete nell'area Nord Orientale (Gallura), specialmente durante la stagione estiva (dal 1 maggio al 30 settembre) quando i consumi elettrici in quell'area subiscono un forte incremento per effetto dell'avvio delle attività turistiche. La scarsa magliatura della rete AT determina, inoltre, problemi di trasporto e di contenimento dei valori di tensione. Gli stessi limiti nella capacità di trasporto della rete condizionano l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR.CO).

L'area Nord Occidentale si caratterizza, invece, per la presenza di alcune, non trascurabili, limitazioni della capacità di trasporto. Limitazioni che vincolano, a loro volta, l'esercizio della rete attuale rendendola meno flessibile e affidabile.

Inoltre, a causa del limitato numero di unità produttive asservite alla regolazione di tensione, si prevedono, nel breve – medio periodo, rischi di stabilità dei profili di tensione con possibile impatto sulla sicurezza del sistema isolano e dell'interconnessione con il continente.

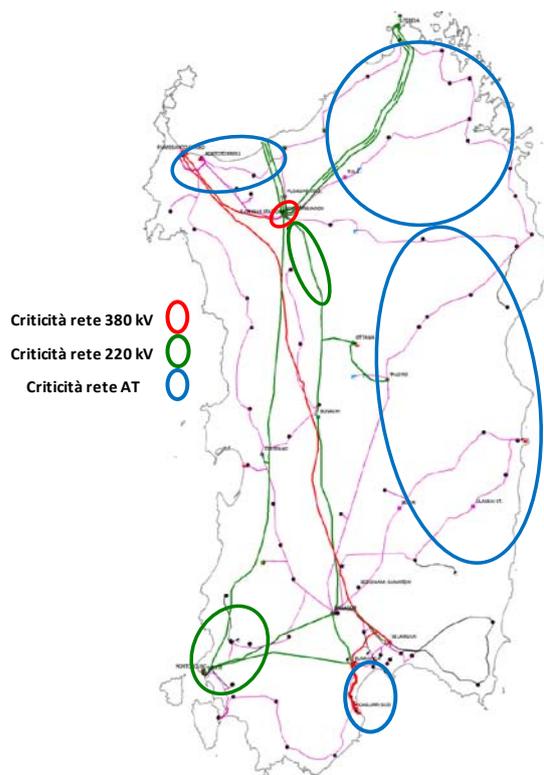
Nell'area Sud si evidenziano due aree critiche:

- a Ovest dove la configurazione di rete è tale da determinare in alcune condizioni di esercizio il degrado dei profili di tensione sulla rete 220 kV;
- ad Est, fra l'Ogliastra e l'area di Cagliari si rende necessario aumentare la magliatura della rete per incrementare la flessibilità di esercizio e la sicurezza.

Ulteriori criticità si confermano, nell'area di produzione di Sarlux e nell'area urbana di Cagliari dove si rende necessario incrementare l'affidabilità di esercizio e dei margini di continuità del servizio.

Infine l'elevata penetrazione di nuova produzione da fonte rinnovabile in forte sviluppo sul sistema elettrico della Sardegna rende necessario il potenziamento della rete di trasmissione in direzione Sud – Nord in sinergia con il rinforzo dell'interconnessione con il continente.

Sono di seguito rappresentate in forma schematica le aree di maggiore criticità sulla rete di trasporto.



### Rete AT provincia Carbonia-Iglesias



*anno: da definire*

Al fine di garantire una maggiore flessibilità della rete AT e un aumento dei margini di sicurezza, si interverrà sulla direttrice 132 kV che collega l'impianto di Serbariu alla sezione AT della stazione di Sulcis, in prossimità dell'esistente impianto di utenza Nuraxi Figus. Contestualmente sarà studiata la possibile realizzazione di una nuova Stazione di smistamento 132 kV raccordata opportunamente alla rete esistente.

