

# **Valutazione Ambientale del Piano di Sviluppo 2012**

**Sintesi non tecnica  
del Piano di Sviluppo  
e del Rapporto Ambientale**

## INDICE

1	Premessa .....	5	6.1.1	Porzioni di rete critiche e criteri relativi alla localizzazione degli interventi .....	59
1.1	Il RA 2012 .....	6	6.1.2	Scelta della tecnologia e tipologia di batterie utilizzate .....	60
1.2	Struttura della Sintesi Non Tecnica .....	6	6.2	Analisi dei possibili effetti ambientali .....	61
2	Il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2012 .....	8	6.2.1	Possibili rilasci di inquinanti a seguito di eventi accidentali .....	63
2.1	Linee di sviluppo della Rete elettrica di Trasporto Nazionale .....	8	6.2.2	Lo smaltimento dei moduli batteria .....	63
2.1.1	Tipologie di interventi previsti dal PdS 2012 .....	8	6.2.3	Criteri relativi alla localizzazione degli interventi ..	63
2.2	Gli obiettivi del Piano di sviluppo .....	9	6.2.4	Criteri relativi al dimensionamento degli interventi .	64
2.3	La pianificazione dello sviluppo della RTN .....	10	6.2.5	I sistemi di accumulo zonale .....	64
2.3.1	Stato attuale della RTN .....	10	6.2.6	Caratterizzazione ambientale delle direttrici e inquadramento dei siti .....	65
2.3.2	Scenario di riferimento .....	12	7	Piano di monitoraggio .....	66
2.4	Nuovi interventi previsti .....	12	7.1	Indicatori per il monitoraggio .....	66
2.5	Stato di avanzamento di opere appartenenti a piani già approvati .....	13	7.2	Relazione tra indicatori e obiettivi di sostenibilità ..	67
2.6	Smart grid .....	15	7.3	L'applicazione del monitoraggio nella VAS del PdS 2012 .....	69
2.7	Altre attività previste dal PdS .....	16	7.3.1	Il monitoraggio nella dimensione delle singole opere .....	69
3	La metodologia di valutazione del PdS 2012 .....	17	7.3.2	Il monitoraggio nella dimensione di Piano .....	70
3.1	Procedura ERPA affinata .....	17	7.4	Responsabilità, risorse e pubblicazione dei risultati del monitoraggio .....	70
3.2	Indicatori di sostenibilità .....	20	8	Studio per la Valutazione di Incidenza .....	72
3.3	Verifica di coerenza esterna .....	22	8.1	Criteri adottati .....	72
3.4	Verifica di coerenza interna .....	26	8.1.1	VInCA a livello di piano nazionale: aree di studio/corridoi (Livello A) .....	72
3.5	Analisi delle macroalternative .....	39	8.1.2	VInCA a livello di singole previsioni: corridoi e fasce di fattibilità (Livello B) .....	74
3.6	Valutazione di sostenibilità .....	41	8.1.3	VInCA a livello di progetto: tracciato (Livello C) .....	74
3.6.1	Indicatori di processo .....	41	8.1.4	Aggiornamento metodologico .....	75
3.6.2	Indicatori di sostenibilità complessivi .....	42	8.1.5	Caratterizzazione dei macroambiti e valutazione delle aree di studio a livello strategico .....	75
3.6.3	Indicatori di sostenibilità territoriali .....	45	8.1.6	Valutazione di incidenza a livello di singole previsioni: corridoi e fasce di fattibilità .....	76
4	Mitigazioni a livello di Piano .....	52	8.1.7	Conclusioni .....	79
4.1	Misure di mitigazione a livello di intervento .....	52			
4.2	Misure di compensazione .....	55			
5	Portale VAS .....	57			
6	I Sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica ..	58			
6.1	Piano di sviluppo degli interventi .....	58			

***Sintesi non tecnica  
del Piano di Sviluppo e  
del Rapporto Ambientale 2012***



## 1 Premessa

Il presente documento costituisce la Sintesi non tecnica del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2012 e del relativo Rapporto Ambientale, redatti da Terna Rete Italia<sup>1</sup> (di seguito indicata come "Terna" o "Proponente") – Concessionaria del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica in territorio nazionale – in coerenza con quanto previsto dalla Parte II del DLgs. 152/2006, così come modificato dal Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 e, successivamente, dal Decreto Legislativo n. 128 del 29 giugno 2010.

La procedura di VAS del PdS 2012 è stata avviata in data 31 Gennaio 2012 con la pubblicazione, da parte di Terna, del "Rapporto Preliminare".

In data 17 Luglio 2012 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) ha trasmesso il parere della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS (CT VIA-VAS), relativo al Rapporto Preliminare 2012.

Parallelamente alla fase preliminare della procedura per l'anno 2012, si è protratta e successivamente conclusa la procedura di VAS relativa al Piano di Sviluppo 2011 (PdS 2011). Con lettera del 06 giugno 2012, infatti, il MATTM ha trasmesso il parere motivato (prot. DVA\_DEC-2012-236) in sede di VAS del PdS 2011, espresso di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC), ritenendo necessaria l'attivazione del confronto con l'Autorità procedente in applicazione dell'articolo 15, comma 2 del DLgs 152/2006 e s.m.i.. L'autorità procedente ha dato seguito alla richiesta rendendosi disponibile al confronto. Tale confronto si è sviluppato attraverso le riunioni del 27 luglio 2012, 31 luglio 2012 e 2 agosto 2012, che hanno visto la partecipazione del MiSE, in qualità di Autorità procedente, del MATTM, in qualità di Autorità competente, del MiBAC, in qualità di Autorità concertante del parere motivato e del proponente.

Nell'ambito della collaborazione avviata, le Autorità hanno condiviso la necessità di richiedere a Terna la revisione del Rapporto Ambientale 2011, parte integrante del Piano di Sviluppo 2011, al fine di recepire prontamente una buona parte delle osservazioni e condizioni contenute nel citato parere motivato. Della restante parte del dispositivo

di tale parere, Terna si è impegnata a tenerne conto nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2012 e quindi nel relativo Rapporto Ambientale (RA 2012), che è parte integrante del PdS 2012.

Coerentemente con gli esiti del citato confronto, in applicazione di quanto convenuto con i Ministeri coinvolti, Terna ha proceduto a revisionare il RA 2011 - parte integrante del PdS 2011 - e a trasmetterlo al MiSE in data 31 agosto 2012. Lo stesso documento è stato prontamente inoltrato dal MiSE, in data 5 settembre 2012, al MATTM e al MiBAC.

In data 2 ottobre 2012, con nota prot. 0019100, il MiSE ha approvato il Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale 2011 ed emanato la relativa dichiarazione di sintesi.

Inoltre, nell'ambito della fase istruttoria del RP 2012, con preciso riferimento alla riunione del 3 maggio 2012 presso il MATTM (convocata con nota prot. CTVA-2012-0001480 del 24/04/2012), secondo quanto condiviso con l'Autorità competente e il MiBAC durante tale riunione, il proponente si è reso disponibile ad integrare il RA 2012, in corso di elaborazione, con l'individuazione dei corridoi ambientali relativi alle nuove esigenze del Piano di Sviluppo 2012 (Sez. 1), mediante l'applicazione della stessa metodologia GIS basata sui criteri localizzativi di Esclusione, Repulsione, Problematicità e Attrazione (criteri ERPA), utilizzata per l'individuazione dei corridoi relativi ad interventi presenti in Piani precedenti già approvati. Il proponente si è reso inoltre disponibile a caratterizzare e confrontare, dal punto di vista ambientale, i corridoi individuati per le nuove esigenze del PdS 2012, mediante il calcolo, per ognuno dei corridoi individuati, degli indicatori di sostenibilità ambientale, sociale, tecnica ed economica utilizzati per la valutazione del Piano. Attraverso queste ulteriori attività, non previste dal Rapporto preliminare 2012 che preannunciava, per il RA 2012, l'approccio di valutazione della sostenibilità del PdS nel suo complesso (e non per singole opere), Terna si è resa disponibile ad accogliere la richiesta dell'Autorità competente, come convenuto nella citata riunione del 3 maggio u.s., di fornire ulteriori elementi ambientali e territoriali utili per esprimere le necessarie valutazioni ambientali in sede di VAS del Piano, considerando che la medesima Autorità ritiene non sufficiente, a tal fine, la caratterizzazione ambientale delle aree di studio delle nuove esigenze del Piano, già elaborata e fornita da Terna.

<sup>1</sup> Terna Rete Italia S.p.A. agisce in nome e per conto di Terna S.p.A. giusta procura del Notaio dott. Luca Troili in Roma, Rep. n. 18464 del 14/03/2012

Infine, come concordato nell'ambito del citato confronto fra l'Autorità precedente e l'Autorità competente (ai sensi dell'art. 15 comma 2 del D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.) sulle risultanze del parere motivato al PdS 2011, nei mesi scorsi di settembre, ottobre e novembre 2012, si sono svolti numerosi incontri presso il MATTM con la partecipazione del MiBAC, per gli aspetti di competenza. Tali incontri sono stati finalizzati ad affrontare in maniera congiunta i temi ancora aperti inerenti la VAS del PdS, al fine di chiarire eventuali incomprensioni e/o fraintendimenti che hanno portato nel corso degli ultimi quattro anni da un lato, a reiterare le medesime osservazioni in tutti i pareri motivati finora espressi, dall'altro a ripetere le medesime considerazioni in merito a tali osservazioni nelle rispettive dichiarazioni di sintesi. Nell'ambito del citato confronto fra l'Autorità precedente e l'Autorità competente, si era condiviso l'intento di finalizzare tali incontri alla possibilità di redigere un Rapporto ambientale relativo al PdS 2012 (RA 2012) che, potendo beneficiare dell'esito di tali incontri, trattasse i temi ancora aperti con un approccio condiviso, evitando così il ripetersi della sterile contrapposizione sopra delineata. Tali incontri si sono conclusi in data 8 novembre 2012 ed hanno permesso di chiarire diversi aspetti dei temi inerenti la VAS del PdS.

La redazione del RA 2012, pertanto, ha tenuto conto di quanto emerso dagli incontri stessi. Nel capitolo introduttivo del RA 2012 è riportata una tabella di analisi delle osservazioni e condizioni contenute nel parere sul PdS 2011, con l'indicazione di dove queste sono state recepite all'interno del documento.

## 1.1 Il RA 2012

Il RA 2012 si struttura in un unico volume corredato da 6 allegati:

- **“Esiti della fase preliminare”**, con riferimento al parere sul RP 2012 (Allegato A);
- **“Schede di approfondimenti degli indicatori”**, che riportano i dettagli relativi agli indicatori di sostenibilità utilizzati per la valutazione del Piano e delle alternative localizzative degli interventi e che saranno applicati anche per il monitoraggio (Allegato B);
- **“Analisi ambientale delle direttrici e inquadramento dei siti”**, che contiene la caratterizzazione e analisi ambientale delle direttrici sulle quali Terna ritiene opportuno installare sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica (batterie); contiene inoltre un inquadramento dei siti individuati per la localizzazione delle batterie (Allegato C);

- **“Schede interventi”**, che contiene le schede di caratterizzazione e analisi ambientale dei corridoi alternativi individuati per gli interventi inseriti nella sezione 1 del PdS 2012 (Allegato D);
- **“Soggetti competenti in materia ambientale”**, che riporta l'elenco dei soggetti con competenze ambientali che vengono consultati sul presente Rapporto Ambientale (Allegato E);
- **“Esempio di contenuti della scheda di monitoraggio”**, che costituisce un esempio della struttura di scheda e di contenuti che sarà utilizzata da Terna nei futuri Rapporti di monitoraggio per il monitoraggio dell'attuazione degli interventi (Allegato F).

Il PdS 2012, il RA 2012 e la presente Sintesi non tecnica sono scaricabili dai siti:

- [www.sviluppoeconomico.gov.it](http://www.sviluppoeconomico.gov.it)
- [www.va.minambiente.it](http://www.va.minambiente.it)
- [www.pabaac.beniculturali.it](http://www.pabaac.beniculturali.it)
- [www.beniculturali.it](http://www.beniculturali.it)
- [www.terna.it](http://www.terna.it)

Copie cartacee del PdS 2012, del RA 2012 e della Sintesi non tecnica sono, altresì, depositate presso gli uffici dei Ministeri interessati (MiSE, MATTM, MiBAC) e delle Regioni d'Italia; presso le Province, le Direzioni Regionali del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, i Parchi Nazionali, invece, viene depositata la copia digitale di tutta la documentazione prodotta. Di tale deposito, unitamente all'indicazione delle sedi ove può essere presa visione della documentazione, il pubblico è avvisato tramite pubblicazione di un avviso sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, a cura del MiSE (Autorità precedente).

Tutte le osservazioni attinenti al PdS 2012 e al relativo RA potranno essere trasmesse entro 60 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di avvio della consultazione pubblica ai seguenti indirizzi:

- [dsa-vas@minambiente.it](mailto:dsa-vas@minambiente.it)
- [servizioiv@pabaac-beniculturali.it](mailto:servizioiv@pabaac-beniculturali.it)
- [ctva@minambiente.it](mailto:ctva@minambiente.it)
- [ene.eneree.div3@pec.sviluppoeconomico.gov.it](mailto:ene.eneree.div3@pec.sviluppoeconomico.gov.it)
- [info\\_vas@terna.it](mailto:info_vas@terna.it)

## 1.2 Struttura della Sintesi Non Tecnica

La struttura del presente documento è così articolata:

- il Capitolo 2 riassume le caratteristiche essenziali del Piano di Sviluppo, descrivendo le linee di sviluppo alla base delle scelte di Piano e indicando i nuovi interventi definiti all'interno

del Piano 2012, nonché quelli definiti già all'interno di piani precedenti e che, pertanto, proseguono il loro iter di implementazione;

- il Capitolo 3 sintetizza gli aggiornamenti e le novità riguardanti la metodologia di valutazione del Piano, coerentemente con l'impostazione generale del Rapporto Ambientale 2012;
- il Capitolo 4 riporta le principali attività e azioni svolte da Terna per la sostenibilità territoriale e ambientale del Piano;
- il Capitolo 5 descrive i contenuti del Portale VAS;
- il Capitolo 6 contiene gli elementi richiesti dalle osservazioni contenute nel parere motivato sul PdS 2011 e nel parere sul RP 2012 in relazione ai sistemi di accumulo diffuso (batterie);
- il Capitolo 7 riporta i principali elementi relativi al monitoraggio dell'attuazione del Piano;
- il Capitolo 8 riporta gli elementi più significativi emersi dalla valutazione complessiva del piano e l'impostazione definita per il monitoraggio e gli esiti della Valutazione di Incidenza del Piano sui siti della Rete Natura 2000.

### 2.1 Linee di sviluppo della Rete elettrica di Trasporto Nazionale

Terna è la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) ad altissima tensione (AAT, 220-380 kV) e ad alta tensione (AT, 132-150 kV). L'attuale contesto regolamentare identifica la società Terna quale gestore del sistema elettrico nazionale, in termini di programmazione dell'esercizio, controllo in tempo reale, dispacciamento e conduzione, e di pianificazione dello sviluppo della rete elettrica, in termini di realizzazione di elettrodotti e stazioni e coordinamento e messa in opera delle manutenzioni per assicurare l'efficienza della rete.

Terna predispose il Piano di Sviluppo della RTN (nel seguito: PdS), che definisce gli interventi necessari per garantire la sicurezza, la continuità, l'affidabilità e il minor costo del sistema elettrico, risolvere le criticità della rete, rispondere alle richieste di importazione, produzione e fabbisogno di energia elettrica del Paese.

L'approvazione è di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico, in base al DLgs. 79/1999 e del DM 20 aprile 2005.

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.

#### 2.1.1 Tipologie di interventi previsti dal PdS 2012

Le principali tipologie degli interventi proposti nel Piano di Sviluppo sono di seguito specificate:

**Elettrodotti:** consistono nel collegamento fra due o più nodi della rete; possono essere realizzati in soluzione aerea (conduttori e sostegni), in cavo o in soluzione mista aereo-cavo.

Gli interventi relativi agli elettrodotti aerei possono consistere in:

- realizzazione di nuovi elettrodotti: interessa nuovi territori preferibilmente extra-urbani, salvo i casi di collegamento a stazioni all'interno di aree urbane;
- potenziamento di impianti esistenti.

**Potenziamento di impianti esistenti:** il potenziamento di un elettrodotto è finalizzato ad aumentare la capacità di trasporto, in modo da innalzare il livello di sicurezza della rete.

Gli interventi di potenziamento si possono attuare mediante:

- rilassamento, che consiste nell'innalzamento della classe di un impianto, ovvero del livello di tensione d'esercizio;
- ricostruzione in doppia terna, con ricostruzione dei sostegni qualora non siano già predisposti;
- innalzamento o spostamento di un tratto di elettrodotto, tale da superare una limitazione della capacità di trasporto.

**Stazioni elettriche:** interventi finalizzati alla realizzazione di nuove stazioni elettriche e al potenziamento e ampliamento di stazioni esistenti.

**Demolizioni:** in linea generale, le demolizioni di elettrodotti esistenti o di stazioni esistenti, con conseguente restituzione del suolo occupato, finalizzate alla dismissione di elementi di rete non più rispondenti a effettive esigenze elettriche, sono effettuate nell'ambito delle razionalizzazioni.

Le razionalizzazioni consistono in interventi complessi che, con la dismissione e demolizione di alcuni elementi di rete, correlata alla realizzazione o al rinnovo di altri elementi, consentono di migliorare l'efficienza e la funzionalità della rete nel suo complesso, ottimizzando, contestualmente, ove possibile, la pressione sul territorio.

**Sistemi di accumulo diffuso:** alla luce delle criticità rilevate sulla rete elettrica, a seguito dello sviluppo rapido e significativo delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) in alcune regioni italiane, il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28 prevede 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".

Tali sistemi si distinguono in sistemi di accumulo di energia elettrica di tipo "diffuso" e di tipo "zonale".

Il D.lgs. 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di sviluppo della RTN, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie.

Come si vedrà nel dettaglio nel capitolo 6, a partire dall'annualità 2011 Terna ha previsto l'introduzione sulla RTN di sistemi di accumulo a batterie su alcune direttrici localizzate sul territorio dell'Italia centro-meridionale, dove ad oggi sono stati realizzati numerosi impianti di produzione di energia da fonte eolica e fotovoltaica.



Il PdS 2012 presenta i nuovi interventi definiti nel corso dell'anno 2011 e riporta i dettagli degli interventi già compresi nei precedenti Piani di sviluppo, riportando le informazioni relative alla loro eventuale evoluzione.

A differenza dei Piani di sviluppo redatti nelle passate annualità, il PdS 2012 contiene le schede di caratterizzazione ambientale delle aree di studio dei nuovi interventi e degli interventi ricompresi nei Piani precedenti.

Nel RA 2012 (cfr. All. C e All. D), le aree di studio dei nuovi interventi, che nel PdS erano presentate a livello di "fuso", sono state dettagliate ulteriormente fino ad un livello di "corridoio" e opportunamente caratterizzate e analizzate dal punto di vista ambientale.

## 2.2 Gli obiettivi del Piano di sviluppo

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), Terna, in qualità di Concessionaria delle attività di trasmissione e dispacciamento, definisce le linee di sviluppo della RTN essenzialmente sulla base degli obiettivi di Piano contenuti nella tabella che segue.

Tabella 2-1 Obiettivi del Piano di Sviluppo

Obiettivi	Descrizione
Garantire la copertura della domanda prevista nell'orizzonte di piano	Assicurare l'equilibrio tra domanda e offerta in un contesto liberalizzato garantendo gli standard di sicurezza previsti nel medio e nel lungo periodo, prevedendo l'adeguamento della rete di trasmissione alle continue variazioni dell'entità e della localizzazione dei prelievi e delle immissioni di potenza.
Garantire la sicurezza di esercizio della rete	Garantire le condizioni di esercizio in sicurezza statica della rete previsionale, mediante utilizzo del cosiddetto "criterio di sicurezza N - 1", prevedendo un'adeguata ridondanza degli elementi che la compongono, affinché siano soddisfatte le seguenti condizioni: (a) nelle situazioni tipiche di funzionamento della rete previsionale e a rete integra sia garantita l'assenza di violazioni dei normali limiti di funzionamento (correnti e tensioni) degli elementi della rete; (b) in situazioni di fuori servizio accidentale (o comunque indifferibile) di un qualsiasi elemento della RTN, non si verifichino superamento dei limiti ammissibili di funzionamento della rete e/o interruzioni carico del servizio elettrico.
Potenziare la capacità di interconnessione con l'estero	Incrementare la capacità di trasporto sulle interconnessioni con i sistemi elettrici di altri Stati, per esigenze emerse nell'ambito del funzionamento del mercato elettrico e/o per esigenze individuate dal Terna <sup>2</sup> in collaborazione con i partner stranieri responsabili dello sviluppo delle reti di trasmissione.
Ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali	Garantire anche in futuro la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale, attraverso il rinforzo di particolari sezioni critiche di rete, ridurre o rimuovere alcuni vincoli che condizionano o condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti, rendendo così disponibili ulteriori quantitativi di potenza, indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.
Favorire l'utilizzo e lo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili	Azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta alla produzione di energia da fonti rinnovabili nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.
Soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto	Garantire, in maniera imparziale e senza compromettere le prestazioni del sistema elettrico, l'accesso alla rete di trasmissione nazionale di nuova produzione e/o utenze o di gestori di reti con obbligo di connessione di terzi, interoperanti con la RTN.

<sup>2</sup> In particolare, in tema di pianificazione coordinata fra Gestori di Rete Europea, il Piano di Sviluppo 2009 contempla il "Piano di sviluppo della Rete di Trasmissione UCTE" condiviso dai Gestori di rete dell'Europa allargata.(www.ucte.org).

### 2.3 La pianificazione dello sviluppo della RTN

Il processo di pianificazione della RTN si basa su tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: la produzione, il consumo di energia elettrica e lo stato della rete.

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 di quantificare i rischi associati alle

eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi programmati.

Nel seguito saranno presentati i principali elementi che caratterizzano lo stato attuale della rete e quelli utilizzati per la definizione dello scenario previsionale, in base al quale sono identificate le esigenze di sviluppo.

#### 2.3.1 Stato attuale della RTN

Nella tabella che segue è riportato il rapporto tra la produzione di energia netta e quella richiesta per ciascuna Regione (al 2010).

Tabella 2-2 Bilanci energetici regionali, anno 2010

Regione	Energia richiesta (GWh)	Produzione netta (GWh)	Surplus/Deficit (GWh)
Piemonte	27.151	23.551	-4.695
Valle d'Aosta	1.135	2.915	1.780
Liguria	6.761	11.084	4.323
Lombardia	68.176	47.253	-22.169
Trentino Alto Adige	6.908	11.378	4.392
Friuli Venezia Giulia	10.119	10.198	59
Veneto	31.110	13.179	-17.931
Emilia Romagna	28.543	25.290	-3.429
Toscana	21.386	16.435	-4.952
Marche	8.158	4.299	-3.859
Umbria	5.851	3.917	-1.941
Lazio	24.682	14.466	-10.216
Abruzzo	6.992	6.180	-812
Molise	1.532	3.214	1.682
Campania	19.058	11.513	-8.305
Puglia	19.497	34.916	15.419
Basilicata	3.107	2.172	-936
Calabria	6.533	12.328	5.795
Sicilia	21.981	23.314	710
Sardegna	11.774	13.147	1.021
<b>Totale</b>	<b>330.454</b>	<b>290.749</b>	<b>-44.064</b>

Il quadro generale evidenzia un deficit totale di energia prodotta pari a oltre 44.000 GWh, di cui circa la metà è legato alla Regione Lombardia.

La Puglia è la Regione che presenta il più alto valore surplus. Il parco produttivo installato nella regione, infatti, permette di coprire interamente la richiesta interna di energia, consentendo di esportare una quota parte di energia. Negli ultimi anni si è verificata un considerevole incremento della potenza installata da fonti rinnovabili, in particolare da fonte eolica.

Nel seguito sono riportate alcune considerazioni sullo stato della rete che, con riferimento agli obiettivi del PdS, hanno costituito gli elementi di

base su cui definire le esigenze di sviluppo della RTN.

#### Sicurezza di esercizio della Rete

Sono state effettuate delle simulazioni per individuare le porzioni di rete di trasporto "primaria" (rete a 380 e 220 kV) più critiche dal punto di vista del rischio di sovraccarichi dovuti al fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete, da cui è emerso il seguente quadro, che tiene conto anche del trend evolutivo dei dati negli anni:

- 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 blanda 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.

### Sviluppo del parco produttivo

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.

Circa il 38% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese ed il 43% è localizzato nel Sud. A questi si aggiungono ulteriori impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri

non ancora avviati) localizzati in Piemonte, Lombardia, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per oltre 4.000 MW atteso dopo il 2011.

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 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 definizione degli scenari di sviluppo finalizzati alla previsione dell'evoluzione del sistema elettrico, sono tenute in considerazione anche le proposte di realizzazione di interconnessioni con l'estero (interconnector).

In tal senso è stato inoltre considerato lo sviluppo della produzione da impianti eolici e fotovoltaici, come riportato nel seguito.

### Produzione da fonte rinnovabile

Negli scorsi anni si è registrato, inoltre, un considerevole incremento della capacità di generazione da fonti rinnovabili non pienamente programmabili, che ha portato ad un aumento notevole di richieste di connessione avanzate a Terna la quale è obbligata per legge a soddisfare le domande degli aventi diritto.

La progressiva crescita di capacità installata ha riguardato, nel corso dell'ultimo decennio, la fonte eolica e soprattutto la generazione fotovoltaica, con riferimento all'ultimo quinquennio. Solo nel corso del 2011, la potenza installata da impianti fotovoltaici è aumentata di circa 9 GW.

La maggior parte degli impianti eolici si localizzano nel Mezzogiorno, in quanto caratterizzato dalla presenza di aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici; gli impianti fotovoltaici si sviluppano mediamente su tutto il territorio nazionale.

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.

Per acquisire dati da utilizzare per la pianificazione dello sviluppo della RTN, è stata posta a confronto la dinamica di crescita annuale dei consumi netti

elettrici da fonte di energia rinnovabile (FER), in rapporto ai consumi elettrici totali regionali nel triennio 2008-2010, con gli obiettivi 2020 del PAN e con una sorta di “Indice di connessione”, ovvero la potenza regionale totale di connessione (espressa in MW) richiesta a Terna per nuovi impianti FER, in rapporto al consumo elettrico regionale.

Le informazioni desunte vengono dunque comunemente utilizzate, insieme alle condizioni territoriali, alla mappa del vento e a quella dell’irraggiamento solare, nelle analisi probabilistiche condotte da Terna, finalizzate ad evidenziare le aree del Paese ove maggiore è la probabilità di incorrere in congestioni di rete.

### 2.3.2 Scenario di riferimento

Le esigenze della RTN sono generalmente determinate in uno scenario “business as usual”, focalizzato agli anni obbiettivi n+5 (medio termine) e n+10 (lungo termine); su ciascun orizzonte temporale il processo di pianificazione esamina l’eventuale insorgere di congestioni di rete e i necessari rinforzi associati.

Ai fini della pianificazione dell’infrastruttura elettrica lo scenario che viene adottato come “business as usual” è lo scenario di “sviluppo” principalmente in relazione all’esigenza di garantire l’adeguatezza del sistema anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi.

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>3</sup> e si stima 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, con una crescita dell’intensità elettrica complessiva per l’intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,9% per anno.

Tabella 2-3 Andamento della domanda di energia, del PIL e dell’intensità elettrica nello scenario di riferimento

2010-2021	Domanda di energia	PIL	Intensità elettrica
	1,8%	0,8%	0,9%

### 2.4 Nuovi interventi previsti

I nuovi interventi di sviluppo del PdS 2012 sono stati identificati in base alle principali esigenze rilevate e si distinguono dunque in:

- 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, le limitazioni alla produzione da fonti rinnovabili e gli investimenti 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.
- I nuovi interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2012 sono aggregati per area geografica e di seguito riportati.

<sup>3</sup> Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2009 – [www.prometeia.it](http://www.prometeia.it).

Tabella 2-4 Nuovi interventi previsti dal PdS 2012

Area	Nuovi interventi per Area
<b>Nord Ovest</b>	- Stazione 380 kV Castelnuovo - Elettrodotto 132 kV Bistagno-Canelli
<b>Nord</b>	- Stazione 380 kV Flero - Rete 132 kV Verderio-Dalmine
<b>Nord Est</b>	- 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
<b>Centro Nord</b>	- 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)
<b>Centro</b>	- Elettrodotto 132 kV Fano - S.Colomba - Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise - Direttrice 150 kV Foggia – San Severo CP – Serracapriola – San Martino in Pensilis – Portocannone – Larino
<b>Sud</b>	- Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca - Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania - (Nuovi) Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia - Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete At per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud - Dorsale 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 – Crotona – Isola C.R. – Cutro – Belcastro – Simeri - Catanzaro” - Stazione 380 kV Patria (Reattanza) - Stazione 220 kV Castelluccia (Reattanza)
<b>Sicilia</b>	- Elettrodotto 150 kV Paternò - Belpasso - Direttrice 150 kV Caltanissetta - Petralia - Serra Marrocco - Troina - Bronte - Ucria - Furnari - Sorgente
<b>Sardegna</b>	- Rete AT provincia Carbonia-Iglesias

Nel RA 2012, secondo quanto convenuto nella riunione del 3/5/2012 presso il MATTM, i nuovi interventi di sviluppo vengono caratterizzati dal punto di vista ambientale e territoriale, individuando, ove possibile, alternative di corridoi attraverso l'applicazione dei criteri ERPA. Tali alternative vengono poi caratterizzate ambientalmente e valutate attraverso l'analisi dei valori degli indicatori calcolati. Coerentemente con le finalità della VAS, le analisi, le caratterizzazioni e le valutazioni ambientali sono effettuate sugli interventi con potenziali effetti significativi sull'ambiente, tralasciando tutti quelli che non hanno tali caratteristiche come, ad esempio, gli interventi che consistono nell'installare un nuovo trasformatore, una nuova reattanza o un nuovo condensatore, all'interno di una stazione elettrica esistente. Si consideri, con riferimento alla precedente Tabella 2-4, che tutti gli interventi

denominati “Stazione...” sono interventi di questo tipo.

## 2.5 Stato di avanzamento di opere appartenenti a piani già approvati

Nelle tabelle che seguono vengono fornite informazioni inerenti lo stato di avanzamento degli interventi proposti nei precedenti PdS al 2011, i quali sono stati suddivisi secondo le seguenti categorie:

- completati nel corso dell'anno 2011;
- In realizzazione;
- In autorizzazione;
- In concertazione.

### Completati

Tabella 2-5 Interventi completati nel corso del 2011

Regione	Numero interventi
Piemonte	3
Valle d'Aosta	-
Liguria	1
Lombardia	9
Trentino Alto Adige	2
Friuli Venezia Giulia	-
Veneto	2
Toscana	5
Emilia Romagna	1
Lazio	2
Umbria	-
Marche	-
Abruzzo	-
Molise	2
Campania	5
Puglia	3
Calabria	4
Basilicata	1
Sicilia	4
Sardegna	2
<b>Totale</b>	<b>46</b>

#### In realizzazione

che includono interventi:

- con autorizzazioni conseguite ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2011;
- con iter autorizzativi conseguiti negli anni precedenti al 2011;
- autorizzati (a cura terzi) per la connessione relativa a stazioni elettriche di trasformazione (nuove stazioni elettriche ed ampliamenti di trasformazioni esistenti) e nuove stazioni di smistamento.

Tabella 2-6 Interventi in realizzazione

Regione	Numero interventi
Piemonte	3
Valle d'Aosta	-
Liguria	-
Lombardia	5
Trentino Alto Adige	1
Friuli Venezia Giulia	1
Veneto	2
Toscana	3
Emilia Romagna	-
Lazio	7
Umbria	-
Marche	-

Regione	Numero interventi
Abruzzo	6
Molise	4
Campania	4
Puglia	13
Calabria	9
Basilicata	2
Sicilia	6
Sardegna	1
<b>Totale</b>	<b>67</b>

#### In autorizzazione

che comprendono interventi:

- avviati in autorizzazione ai sensi della L. 239/04 presso le autorità preposte nel corso del 2011;
- avviati in iter negli anni precedenti al 2011.

Tabella 2-7 Interventi in autorizzazione

Regione	Numero interventi
Piemonte	5
Valle d'Aosta	1
Liguria	-
Lombardia	5
Trentino Alto Adige	1
Friuli Venezia Giulia	-
Veneto	4
Toscana	4
Emilia Romagna	6
Lazio	3
Umbria	-
Marche	-
Abruzzo	2
Molise	-
Campania	9
Puglia	4
Calabria	4
Basilicata	4
Sicilia	4
Sardegna	-
<b>Totale</b>	<b>56</b>

#### In concertazione

Tabella 2-8 Interventi in concertazione

Regione	Numero interventi
Piemonte	1
Valle d'Aosta	1
Liguria	-
Lombardia	-
Trentino Alto Adige	-
Friuli Venezia Giulia	-

Regione	Numero interventi	Regione	Numero interventi
Veneto	2	Basilicata	1
Toscana	-	Sicilia	3
Emilia Romagna	-	Sardegna	2
Lazio	-	<b>Totale</b>	<b>16</b>
Umbria	-		
Marche	1		
Abruzzo	2		
Molise	1		
Campania	1		
Puglia	1		
Calabria	-		

Di seguito è riportata una sintesi sullo stato di avanzamento degli interventi già compresi nei PdS precedenti; si specifica che per alcuni interventi più complessi ed articolati, in quanto composti da diversi sottointerventi che avanzano con tempistiche differenti, non è stato possibile attribuire uno stato di avanzamento univoco e quindi non rientrano in tale tabella.

Tabella 2-9 Interventi di Sezione II suddivisi per stato di avanzamento

Area	In analisi di fattibilità/progettazione	In concertazione	In autorizzazione	Autorizzati	In realizzazione	Completati	Totale per Area
<b>Nord Ovest</b> (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria)	2	5	2	3	2	4	<b>18</b>
<b>Nord</b> (Lombardia)	16	3	6	5	1	5	<b>36</b>
<b>Nord Est</b> (Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige, Veneto)	8	8	10	3	5	6	<b>40</b>
<b>Centro Nord</b> (Emilia Romagna, Toscana)	2	6	9	5	4	6	<b>32</b>
<b>Centro</b> (Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Lazio)	6	3	3	10	3	3	<b>28</b>
<b>Sud</b> (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria)	5	2	6	3	6	5	<b>27</b>
<b>Sicilia</b>	1	7	2	1	1	5	<b>17</b>
<b>Sardegna</b>	5	3	2	1	1	1	<b>13</b>
<b>Totale per stato di avanzamento</b>	<b>45</b>	<b>37</b>	<b>40</b>	<b>31</b>	<b>23</b>	<b>35</b>	<b>211</b>

## 2.6 Smart grid

Lo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili impone uno spostamento dell'attenzione dal concetto di generazione tradizionalmente effettuata in grandi siti centralizzati afferenti alla rete di trasmissione, al concetto di generazione da impianti di piccola taglia da connettere alla rete di distribuzione in prossimità degli utenti.

La rete di distribuzione 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.

Di conseguenza, anche il sistema di trasmissione dell'energia elettrica è coinvolto in queste modifiche strutturali della rete di distribuzione, e dovrà evolversi verso un sistema integrato "Super grid". Per questo sarà 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 fonte rinnovabile non programmabile (eolico e fotovoltaico).

## 2.7 Altre attività previste dal PdS

Il PdS 2012 e relativo RA 2012 descrivono, oltre alle attività svolte da Terna per lo sviluppo della RTN, anche gli impegni che la Società porta avanti in campo internazionale. Tra queste si possono citare:

- ENTSO-E (European Network Transmission System Operators for Energy), organismo che raggruppa tutti i Gestori di Rete Europei; Terna, in quanto operatore del sistema elettrico nazionale, è presente all'interno dell'associazione.
- METSO (Mediterranean Transmission System Operators), che ha come promotori Terna, l'azienda elettrica algerina (Sonelgaz, la maggiore del Maghreb) e l'azienda elettrica tunisina (STEG).

L'obiettivo è quello di stabilire 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.



### 3 La metodologia di valutazione del PdS 2012

L'approccio metodologico applicato per la VAS del PdS 2012 recepisce la richiesta di fornire maggiori elementi per una valutazione del Piano nel suo complesso, a considerazioni analisi ambientali più puntuali, che vedono caratterizzati e analizzati ambientalmente anche i nuovi interventi fino al livello strutturale (corridoio).

Alla metodologia definita e anticipata nel Rapporto preliminare 2012 sono state affiancate consistenti analisi di maggiore dettaglio, volte ad individuare e caratterizzare i corridoi ambientali, con le possibili alternative, per i nuovi interventi di sviluppo del PdS 2012 (Sezione I), così come concordato nell'ambito del confronto con il MATTM e il MiBAC del 3 maggio 2012, a chiusura dell'istruttoria del Rapporto preliminare.

Il percorso metodologico-procedurale del processo di VAS del PdS, a partire dall'annualità 2012, risulta modificato in maniera significativa a seguito degli incontri che si sono svolti presso il MATTM nei mesi di settembre, ottobre e novembre 2012, alla presenza dei soggetti istituzionali che prendono parte alle valutazioni in esame, durante i quali sono state discusse le principali criticità legate alla procedura di VAS e alla metodologia di valutazione del PdS della RTN.

Tale percorso definisce alcuni passaggi salienti per la VAS del Piano in esame, con l'obiettivo di:

- fare in modo che la VAS orienti in modo efficace la ricerca di idonee fasce di fattibilità e che quindi la concertazione si sviluppi all'interno di indicazioni fornite nel parere motivato sul PdS dall'Autorità competente e dall'Autorità concertante.
- realizzare un progressivo approfondimento dell'analisi ambientale delle aree legate agli interventi (area di studio, corridoio, fascia di fattibilità), sia da parte di Terna, sia da parte delle Autorità, garantendo continuità fra la procedura di VAS e la VIA sulle specifiche opere.

Le fasi individuate sono riassunte nei punti che seguono, da attuarsi a partire dalla VAS del PdS 2012:

- Terna presenta il Piano di Sviluppo con solo le nuove opere;
- per ogni opera Terna individua, qualora possibile, delle macroalternative e, nel caso di assenza di macroalternative, esprimerà le motivazioni; per ogni opera, inoltre, Terna riporta, nel Rapporto ambientale (RA), la caratterizzazione ed analisi d'area vasta (area di studio o fuso), nonché l'individuazione di più

corridoi alternativi, di ampiezza pari ad alcuni km; nel medesimo RA, infine, Terna analizza e caratterizza, a fini ambientali e paesaggistico-culturali, ogni corridoio individuato e ne propone l'ordinamento per compatibilità ambientale;

- in sede di parere motivato sarà indicato il corridoio preferenziale e saranno forniti dall'Autorità competente, insieme al MiBAC, eventuali ulteriori elementi di attenzione con relative aree di rispetto, finalizzati ad orientare la successiva definizione delle possibili fasce di fattibilità del tracciato alternative, interne al corridoio;
- dal corridoio preferenziale parte quindi la concertazione con Regione ed EELL per individuare le fasce di fattibilità del tracciato, nel rispetto degli elementi di attenzione segnalati dalla VAS;
- Terna riporta esaustivamente l'esito della concertazione nel Rapporto di monitoraggio e sul portale VAS, affinché l'Autorità competente possa controllarne gli impatti significativi, il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità e segnalare le eventuali misure correttive;
- il parere motivato condiziona l'avvio della procedura di VIA alla verifica di coerenza avente ad oggetto la verifica del rispetto degli elementi di attenzione indicati nel parere medesimo e l'analisi dei criteri adottati per l'individuazione delle possibili fasce di fattibilità del tracciato alternative.

Alcune modifiche sono inoltre state apportate con riferimento al tema del monitoraggio dell'attuazione degli interventi, secondo quanto discusso negli incontri citati.

Nel seguito si riportano gli elementi più rilevanti contenuti nel RA 2012, che costituiscono una evoluzione della metodologia applicata nelle precedenti procedure di VAS del PdS.

#### 3.1 Procedura ERPA affinata

La metodologia ERPA ha come obiettivo l'individuazione del miglior corridoio ambientale per lo sviluppo territoriale di un nuovo elettrodotto, mediante sovrapposizione pesata di strati informativi esistenti. Gli strati (aree protette, parchi, aree urbanizzate, corridoi infrastrutturali, beni paesaggistici, culturali, aree a pericolosità di frana, valanga o inondazione, eccetera) sono divisi in categorie e sotto categorie, in funzione della attrazione (A), repulsione (R), problematicità (P) o esclusione (E) alla possibilità di localizzazione

dell'opera in presenza di una tipologia ambientale e/o di uso del suolo, rappresentata come tematismo cartografico in ambiente GIS. Le categorie ERPA e gli strati informativi corrispondenti sono riportati nella tabella che segue.

E1	E2	
<p>Vincoli normativi di esclusione assoluta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aeroporti</li> <li>- Aree militari</li> <li>- Aree oggetto di tutela integrale nei Piani Paesaggistici non derogabile per la realizzazione di opere pubbliche infrastrutturali</li> </ul>	<p>Vincoli di esclusione stabiliti mediante accordo, in quanto la normativa non ne esclude l'utilizzo per impianti elettrici:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Urbanizzato continuo</li> <li>- Beni culturali DLgs 42/2004: <ul style="list-style-type: none"> <li>o art. 10 e aree soggette a vincolo indiretto (art. 45): <ul style="list-style-type: none"> <li>- comma 1(beni per i quali non è stata attivata la procedura di cui all'art. 12 - verifica di interesse culturale)</li> <li>- comma 3 (beni con dichiarazione di interesse, compresi quelli elencati al comma 1 per i quali è stata attivata la procedura di cui all'art. 12 - verifica di interesse culturale - con esito positivo, elencati nel sito: <a href="http://www.benitutelati.it">www.benitutelati.it</a>)</li> </ul> </li> <li>o Art. 11 puntuali: <ul style="list-style-type: none"> <li>- comma 1, lett. c) (aree pubbliche), lett. e) (architettura contemporanea), lett. i) (vestigia Grande Guerra)</li> <li>- Art. 94 (Convenzione UNESCO Patrimonio culturale subacqueo recepita con legge n. 157/2009) esteso alle ZPE (art. 2, legge 61/2006)</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>- Patrimonio mondiale Unesco: <ul style="list-style-type: none"> <li>o siti Unesco puntuali: core zone</li> <li>o siti Unesco areali (costituiti da beni puntuali): core zone</li> </ul> </li> <li>- Beni paesaggistici DLgs 42/2004: <ul style="list-style-type: none"> <li>o art. 136, comma 1, lett. a), b) e c) (compresi quelli imposti dai PPR ai sensi dell'art. 134, comma 1, lett. c)</li> <li>o Art. 142, comma 1, lett. "e" (ghiacciai), lett. "i" (zone umide-Ramsar) e lett. "l" (vulcani)</li> </ul> </li> <li>- Aree oggetto di tutela integrale nei Piani Paesaggistici derogabile per la realizzazione di opere pubbliche infrastrutturali</li> </ul>	
R1	R2	R3
<p>Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Urbanizzato discontinuo</li> <li>- Patrimonio Unesco <ul style="list-style-type: none"> <li>o siti Unesco puntuali: buffer zone</li> <li>o siti Unesco areali (costituiti da beni puntuali): core zone e buffer zone</li> <li>o siti UNESCO areali (non costituiti da beni puntuali): core zone e</li> </ul> </li> </ul>	<p>Attenzione stabilita da accordo con riferimento alle aree protette:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IBA</li> <li>- Rete Ecologica</li> <li>- Aree a pericolosità media e bassa di frana, valanga o inondazione (PAI)</li> <li>- Art. 142, comma 1, lett. "f" (solo le fasce di protezione esterna dei parchi)</li> </ul>	<p>Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Beni paesaggistici DLgs 42/2004: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Art.142, comma 1, lett. "d" (montagne oltre 1.600 mt e catena alpina oltre 1.200 mt) e lett. "h" (usi civici)</li> <li>o "Ulteriori contesti" (art. 143, comma 1, lett. e): aree</li> </ul> </li> </ul>

<p>buffer zone</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Beni paesaggistici DLgs 42/2004 <ul style="list-style-type: none"> <li>o Art. 136, comma 1, lett. D) (panorami e belvedere) (compresi quelli imposti dai PPR ai sensi dell'art. 134, comma 1, lett. c)</li> <li>o Art. 142, comma 1, lett. a), b), c) (territori costieri e contermini fiumi e laghi), lett. m) (aree di interesse archeologico), lett. f) (parchi, riserve...) (escluse fasce di protezione esterna), lett. g) (foreste, boschi,...)</li> </ul> </li> <li>- SIC, ZPS</li> <li>- Aree marine protette</li> <li>- Aree idonee solo per il sorvolo: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Frane attive</li> <li>o Aree a pericolosità molto elevata ed elevata di frana, valanga o inondazione (PAI)</li> </ul> </li> </ul>		<p>riconosciute di interesse paesaggistico dai piani paesaggistici regionali</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Zone DOC (Denominazione di origine controllata)</li> <li>- Zone DOCG (Denominazione di origine controllata e garantita)</li> </ul> <p>Aree da prendere in considerazione prevedendo particolari opere di mitigazione paesaggistica</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Art. 143 comma 1 lett. g) (zone di riqualificazione paesaggistica)</li> </ul>
--	--	---

A1	A2
<p>Aree a migliore compatibilità paesaggistica in quanto favoriscono l'assorbimento visivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- quinte morfologiche e/o vegetazionali</li> <li>- versanti esposti a Nord se non ricadenti in altri criteri</li> </ul>	<p>Aree preferenziali, previa verifica del rispetto della capacità di carico del territorio:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- corridoi autostradali</li> <li>- corridoi elettrici</li> <li>- corridoi infrastrutturali</li> </ul>

Sulla base delle esperienze avute nell'applicazione della metodologia originale e per ottemperare ad alcune osservazioni formulate, è stato elaborato un affinamento della procedura ERPA.

Tale affinamento della procedura è stato implementato al fine di renderla idonea a percepire ed apprezzare il contributo di tutti gli strati ERPA (layer), eventualmente compresenti, che insistono nella medesima area di intervento e non solo di quello prevalente, come avveniva nella procedura ERPA prima dell'implementazione.

La metodologia precedentemente applicata per la generazione di soluzioni localizzative sulla base dei costi ambientali associati ai criteri ERPA, prevedeva che ogni strato informativo (urbanizzato continuo, SIC, Parchi, etc.) venisse raggruppato per categoria ERPA di appartenenza (E1, E2, R1, R2, R3, NP, A1, A2) e che dalla sovrapposizione di più strati venisse estratto un nuovo strato o criterio con peso uniforme, pari a quello con costo ambientale più elevato, su tutta la superficie di sovrapposizione, indipendentemente dal numero e dalla entità degli strati appartenenti alla stessa o diversa categoria.

I diversi criteri (E1, E2, R1, R2, R3, NP, A1, A2) venivano sovrapposti tra di loro e, in caso di sovrapposizione di più criteri, veniva assegnato il valore del criterio con peso (costo ambientale) più alto, a prescindere da numero e valore dei criteri sottostanti.

La metodologia affinata, al contrario, fa sì che il valore della superficie di costo in una determinata cella venga calcolato considerando e sommando in modo pesato:

- il numero di strati cartografici di diversa natura che si combinano nello stesso criterio (Es. R1);
- numero e tipologia dei diversi criteri che si sovrappongono,

secondo un principio che introduce gli effetti cumulativi determinati dalla compresenza di più fattori.

Ogni cella raster dell'area di intervento analizzata con gli strumenti GIS deve assumere un costo di attraversamento maggiore se vi si sovrappongono più layer appartenenti, ad esempio, al criterio R1 assieme ad altri layer di tipo R2. Tutte le fasi di aggregazione che vanno a produrre la superficie finale di costo devono quindi avvenire secondo cicli di calcolo consecutivi effettuati in ambiente raster per ciascun criterio ERPA in modo da misurare gli effetti cumulativi.

In questo modo, la nuova superficie di costo è quindi formata da un numero maggiore di valori non univocamente corrispondenti ai valori base dei criteri prevalenti come avveniva nella metodologia sinora applicata.

il procedimento originario rimane invariato nella seconda parte della procedura ERPA, nella quale,

sulla base della mappa dei costi ambientali appena calcolata e sulla base della posizione del punto di partenza e arrivo dell'elettrodotto, vengono elaborate due superfici di costo cumulativo di attraversamento dell'area in esame la somma delle quali fornirà, per ogni cella, il costo ambientale complessivo per collegare le due stazioni.

Il corridoio più stretto, che può essere della larghezza minima corrispondente alla cella (30m) viene così definito dall'area formata dalle celle con il costo cumulativo di attraversamento minimo.

Per ottenere un corridoio sufficientemente ampio, d'altro canto, basta considerare un costo di attraversamento maggiore di una certa percentuale, rispetto al costo minimo (ad esempio del 5% o del 10%).

La metodologia ERPA quindi, dati due estremi da congiungere, definita un'area di studio ed integrati i dati ambientali aggiornati e assegnati ai diversi criteri, consente di trovare sempre il corridoio che:

- non attraversa mai le aree di esclusione E;
- interferisce complessivamente di meno con le aree di pregio R;
- cerca di rimanere lungo il percorso di corridoi infrastrutturali esistenti (A).

In conclusione, si evidenzia che non è stata elaborata una procedura ERPA alternativa, bensì è stato elaborato un affinamento della medesima procedura che è stato sviluppato proprio per ottemperare alle prescrizioni formulate sulla procedura stessa, al fine di renderla idonea a percepire ed apprezzare il contributo di tutti gli strati ERPA, eventualmente compresenti, che insistono nella medesima area di intervento e non solo di quello prevalente, come avveniva nella procedura ERPA originale.

Il RA 2012 ed il Portale VAS (<http://portalevas.terna.it>) riportano delle esemplificazioni cartografiche che evidenziano le migliorie apportate dall'affinamento della procedura ERPA, con riferimento ad aree di studio reali.

### 3.2 Indicatori di sostenibilità

La valutazione ambientale del PdS è basata su un sistema di indicatori che misurano le prestazioni del Piano, e dei singoli interventi di sviluppo, rispetto ad obiettivi della sostenibilità ambientale.

Gli indicatori utilizzati con riferimento a ciascuna alternativa localizzativa di intervento, consentono confronti tra alternative e valutazioni aggregate a livello di area geografica e nazionale.

Per la valutazione del Piano di sviluppo 2012 il set di indicatori di sostenibilità applicato per la VAS del

PdS 2011, è stato ulteriormente perfezionato allo scopo di migliorare gli elementi a disposizione per la valutazione del piano e dei singoli interventi.

In particolare le modifiche fatte sono state guidate da due obiettivi principali:

- creare un set unico di indicatori, legati alla localizzazione delle opere, per la valutazione del piano e per il monitoraggio, in modo da avere valori confrontabili nelle varie fasi di attuazione degli interventi;
- scindere una valutazione delle prestazioni complessive del Piano sulla RTN, con riferimento a specifici fattori non significativi se correlati ai singoli interventi (come le riduzioni delle perdite di rete), dalla valutazione di elementi territoriali che sono funzione della localizzazione degli interventi;

Questo ha portato alla identificazione di due set di indicatori di sostenibilità, entrambi utilizzati per la valutazione della sostenibilità del Piano di sviluppo, ma calcolati in modo differente:

#### – indicatori territoriali

Sono declinati nelle quattro dimensioni della sostenibilità e sono funzione della localizzazione dei singoli interventi. Vengono calcolati per ogni alternativa di intervento ed aggregati successivamente a scala territoriale più ampia.

#### – indicatori complessivi

Non sono declinati nelle dimensioni della sostenibilità e non sono calcolati in funzione della localizzazione degli interventi. Forniscono delle indicazioni riferibili alle prestazioni che il Piano ha sull'ambiente e sulla RTN.

In particolare, dunque, sono stati estrapolati dal set applicato nel RA 2011, gli indicatori che risultano più significativi a supporto di valutazioni sulle prestazioni degli interventi previsti dal PdS nel loro complesso (indicatori di sostenibilità "complessivi").

Sono inoltre stati rivisti ed integrati, nell'ottica di definire un set di indicatori unico, gli indicatori legati ad aspetti territoriali (indicatori di sostenibilità "territoriali", mantenuti suddivisi secondo le quattro dimensioni della sostenibilità (ambientale, sociale, tecnica ed economica).

Le integrazioni apportate al set di indicatori territoriali, hanno riguardato essenzialmente la dimensione economica, con l'inserimento di indicatori inerenti quei costi, associati agli interventi, che sono determinati da particolari caratteristiche del territorio interessato dai progetti.

Il set di indicatori di sostenibilità territoriali definito, è riportato nella tabella che segue e descritto in dettaglio nell'Allegato B del RA 2012.

Tabella 3-1 - Indicatori di sostenibilità territoriali

Dim.	Codice	Indicatore	Descrizione
A M B I E N T A L E	A01	Aree di pregio per la biodiversità	Indica la presenza di aree di pregio per la biodiversità istituite a livello nazionale e regionale (parchi e riserve naturali, SIC, ZPS, IBA, reti ecologiche) all'interno dell'area di intervento.
	A02	Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità	Stima la possibilità di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità istituite a livello nazionale, valutata ipotizzando il passaggio dell'elettrodotto lungo un percorso che interferisca il meno possibile con tali aree.
	A03	Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree boscate.
	A04	Superfici naturali e seminaturali potenzialmente interessate	Indica la presenza di superfici occupate da aree naturali e seminaturali (classi 3,4,5) dal primo livello di Corine Land Cover nell'area di studio.
	A05	Aree preferenziali	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree preferenziali, ovvero aree già infrastrutturate, più adatte alla realizzazione dell'opera nel rispetto però della capacità di carico del territorio.
	A06	Reti ecologiche interessate	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da reti ecologiche. Le reti ecologiche rappresentano un sistema di connessioni tra ambienti naturali con differenti caratteristiche ecosistemiche, in grado di assicurare un soddisfacente livello di biodiversità.
	A07	Attraversamento di reti ecologiche	L'indicatore stima la possibilità di attraversamento di aree occupate da reti ecologiche.
S O C I A L E	S01	Pressione territoriale	Considera il rapporto tra area di asservimento o di studio e area totale dei comuni coinvolti nell'intervento.
	S02	Pressione relativa dell'intervento	Stima la densità dell'esistente rete interoperabile (RTN e distribuzione AT) presente nell'area di studio. L'indicatore misura l'equilibrio distributivo della rete in funzione delle utenze stimate con la densità abitativa.
	S03	Urbanizzato – Edificato	Misura la frazione dell'area in esame non occupata da tessuto edificato.
	S04	Aree idonee per rispetto CEM	Misura la frazione dell'area in esame idonea ai sensi del rispetto dell'obiettivo di qualità di 3 µT, fissato dal DPCM 8 luglio 2003.
	S05	Aree agricole di pregio	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree agricole di pregio (DOCG e DOC).
	S06	Aree di valore culturale e paesaggistico	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree di valore culturale e paesaggistico (siti UNESCO, aree a vincolo paesaggistico artt. 136 (1497/39) e 142 (1089/39) D.Lgs 42/2004).
	S07	Coerenza con il quadro strategico della pianificazione territoriale e paesaggistica	In base al Nuovo Codice del Paesaggio, ove i Piani Paesaggistici (PTP, PTR e/o PTPR a livello strategico, PTCP a livello strutturale, PRG a livello attuativo) consentano la identificazione di aree la cui futura destinazione d'uso è finalizzata alla riqualificazione paesaggistica, è possibile quantificare l'interferenza di tali aree all'interno dell'area di intervento, ai fini di limitarne l'interferenza o all'occorrenza, se gli Enti Locali convengano, prevedere delle azioni compensative volte a favorire tale riqualificazione (art. 143, comma 1, lettera g del D.Lgs. 42/2004).
	S08	Elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge	Quantifica la presenza di beni culturali e paesaggistici, intesi come elementi areali, lineari e puntuali all'interno dell'area di intervento tutelati per legge. Oltre ad essere quantificati, tali beni saranno tutelati mantenendo intorno ad essi un buffer di dimensioni definite sulla base delle norme tecniche vigenti al livello di competenza.
	S09	Interferenza con aree ad elevato rischio paesaggistico	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree considerate ad elevato rischio paesaggistico, ovvero ricadenti nelle classi "Alto" e "Molto Alto" della Carta del Rischio del Paesaggio.
	S10	Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale	Si considera la densità dei beni o delle aree di fruizione turistica, di notevole interesse pubblico, determinate sulla base dei PTP o elenchi soprintendenze, calcolata come studio somma di superfici rispetto alla superficie della stessa area di studio.
	S11	Aree con buona capacità di mascheramento	Misura la possibilità di sfruttare la morfologia del territorio e la copertura del suolo come mezzo per favorire l'assorbimento visivo del nuovo elettrodotto.

Dim.	Codice	Indicatore	Descrizione
	S12	Aree con buone capacità di assorbimento visivo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) in cui l'inserimento di un'opera elettrica determina un impatto relativamente trascurabile sul paesaggio. Le frazioni di area dell'intervento misurate hanno caratteristiche morfologiche (versanti esposti a nord) tali da favorire l'assorbimento visivo delle opere.
	S13	Visibilità dell'intervento	Misura la frazione dell'area di intervento in cui la visibilità dell'intervento dai centri abitati è minima
	S14	Intrusione visuale	Indica la percettività visuale dell'intervento dal territorio ed è calcolato come il numero di attraversamenti dei corsi d'acqua per area di studio.
	S15	Distanza dall'edificato	Stima la distanza media nell'area di intervento dall'edificato.
TECNICA	T01	Superfici a pendenza molto elevata	Fornisce un'indicazione di quanto impervio e quindi tecnicamente difficoltoso, possa essere il percorso individuato per l'alternativa in esame (superficie (kmq) con pendenza maggiore del 45% oppure superficie (kmq) con pendenza maggiore del 20% e minore del 45%.
	T02	Non-linearità	Indica quanto la realizzazione di un elettrodotto (necessario anche per allacciare una stazione) differisca dalla diretta congiungente tra i due punti di arrivo e partenza.
	T03	Interferenze con infrastrutture	Indica il rischio di interferenza con infrastrutture già presenti e dà una valutazione di fattibilità tecnica dell'intervento.
	T04	Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree a rischio idrogeologico.
ECONOMICA	E01	Costo dell'intervento	Considera il rapporto tra le superfici occupate da aree ad alto costo per la realizzazione dell'intervento (boschi, aree agricole di pregio, pendenza elevata, aree a rischio idrogeologico) e la superficie dell'area di studio.
	E02	Costo di gestione dell'intervento	Considera il rapporto tra le superfici occupate da aree ad alto costo di gestione (boschi, pendenza elevata, aree a rischio idrogeologico) e superficie area di studio.
	E03	Costo dei ripristini ambientali	Considera il rapporto tra le superfici occupate da aree ad alto costo di ripristino (boschi, pendenza elevata, superfici naturali) e superficie area di studio.
	E04	Costo di accessibilità	Stima la distanza media dalle strade nell'area di studio.

Nella tabella che segue vengono presentati gli indicatori che, come anticipato, saranno considerati esclusivamente per valutare le prestazioni

complessive in quanto non sono legati alla localizzazione delle opere.

Tabella 3-2 Indicatori di sostenibilità complessivi

Codice	Definizione
IP01	Emissioni evitate di gas climalteranti
IP02	Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili
IP03	Rimozione dei limiti di produzione e delle congestioni di rete
IP04	Riduzione delle perdite di rete
IP05	Benefici complessivi
IP06	Riduzione occupazione territorio interessato da sviluppo rete futuro
IP07	Sicurezza del sistema elettrico

La maggior parte di essi deriva dal set di indicatori applicati per la valutazione del PdS 2011; ulteriori indicatori sono stati integrati allo scopo di fornire maggiori elementi di valutazione.

### 3.3 Verifica di coerenza esterna

Per garantire la coerenza del PdS 2012 con gli altri piani e programmi sovraordinati e di settore (coerenza esterna del Piano), nell'ambito della

procedura di VAS sono stati analizzati i contenuti (strategie, obiettivi, azioni) degli altri pertinenti piani e programmi.

Le analisi saranno mantenute ad un livello di piano, secondo quanto previsto dal processo di VAS, facendo riferimento ai principi ed obiettivi di piani di livello nazionale o dei principi alla base dei piani territoriali istituiti da strumenti normativi di carattere nazionale.

Gli strumenti della pianificazione nazionale e territoriale del settore energetico e di sviluppo strategico del Paese considerati sono:

- Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica 2011;
- Programma Operativo Interregionale "Energie rinnovabili e risparmio energetico" 2007-2013 (POI Energia);
- Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN);
- Piani energetici regionali;
- Quadro Strategico nazionale per la politica regionale di sviluppo 2007-2013;
- Piano per l'Innovazione, la Crescita e l'Occupazione (PICO).

Gli altri strumenti della pianificazione nazionale e territoriale considerati sono:

- Piano Nazionale della Logistica 2011 - 2020;
- Piano Strategico Nazionale per lo Sviluppo Rurale;
- Piani di qualità dell'aria;
- Piani di Tutela delle Acque;
- Piani Paesaggistici Regionali;
- Piani di gestione dei rifiuti;
- Piano di Assetto Idrogeologico,
- Piani di gestione Aree protette e Rete Natura 2000;
- Piani di gestione dei Siti UNESCO.

La coerenza è stata valutata sulla base dell'analisi degli obiettivi dei Piani considerati e di quelli propri del PdS della RTN, realizzando una matrice in cui sono stati incrociati gli obiettivi del PdS con gli strumenti pianificatori considerati, i cui obiettivi sono stati opportunamente estrapolati e illustrati. Il giudizio di coerenza esterna è stato rappresentato secondo la seguente scala ordinale:

- forte coerenza      ↑
- debole coerenza    →
- indifferenza        ↔
- debole incoerenza   ←
- forte incoerenza    ↓

L'applicazione dello schema metodologico per la verifica di coerenza esterna del Piano di sviluppo è riportata nelle tabelle che seguono.

Tabella 3-3 - Coerenza con i piani di settore

	Altri Piani energetici e Piani strategici per lo sviluppo del Paese	Piano d’Azione Italiano per l’Efficienza Energetica 2011	POI Energia 2007-2013	PAN Energie Rinnovabili	Piani energetici regionali	Quadro Strategico nazionale per la politica regionale di sviluppo 2007-2013	PICO
Obiettivi del PdS2012	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	↑	↑	↑	↑	↑	↑
Necessità su cui si basa la concessione Terna per lo sviluppo della rete	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	→	↑	→	→	↔	→



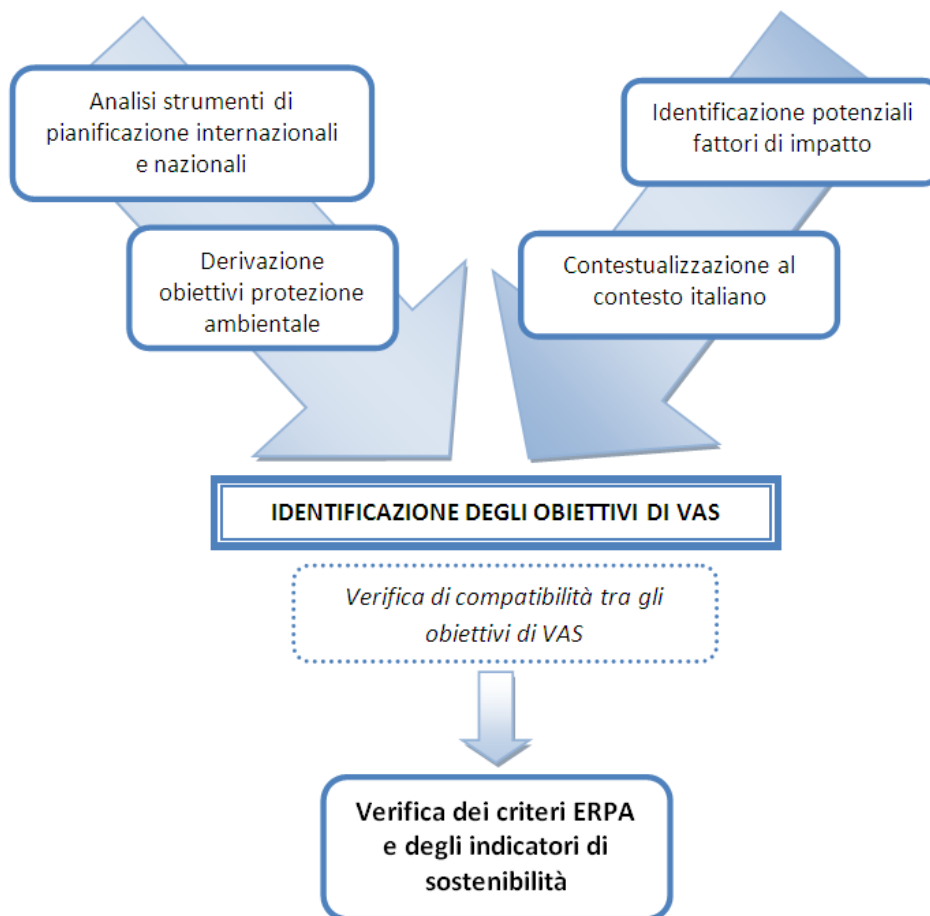
Tabella 3-4 - Coerenza con altra pianificazione

	Piani nazionali e territoriali di diversa materia	Piano Nazionale della Logistica 2011 - 2020	Piano Strategico Nazionale per lo Sviluppo Rurale	Piani di qualità dell'aria	Piani di Tutela delle Acque	Piani Paesaggistici Regionali	Piani di gestione dei rifiuti	Piani di Assetto Idrogeologico	Piani di gestione Aree protette e Rete Natura 2000	Piani di gestione dei Siti UNESCO
Obiettivi del PdS 2012	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	→	↑	→	→	→	→	→	↑	→
Necessità su cui si basa la concessione Terna per lo sviluppo della rete	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	↔	→	→	↔	↔	↔	↔	↔	↔	

### 3.4 Verifica di coerenza interna

Per la verifica di coerenza interna a livello di piano del PdS 2012 sono stati implementati una serie di

step sinteticamente rappresentati nello schema che segue e poi presentati in maniera descrittiva.



A partire dalla analisi degli strumenti di pianificazione nazionali ed internazionali, in materia di tutela ambientale e di sostenibilità, sono stati derivati per ciascuna componente ambientale indicata dalla direttiva VAS, alcune delle quali sono state accorpate sulla base di considerazioni legate alla natura degli interventi previsti, alla loro possibile interazione con l'ambiente e il territorio o in risposta a specifiche osservazioni presentate con riferimento ai precedenti RA.

Parallelamente sono stati individuati i fattori di impatto che costituiscono i possibili effetti sulle componenti ambientali considerate derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio delle opere previste.

Nel seguito si riportano i fattori di impatto legati a elettrodotti e stazioni identificati per ciascuna componente ambientale. Si sottolinea che in verde sono indicati i fattori di impatto che possono avere effetti positivi, in rosa quelli che comportano effetti positivi.

I fattori di impatto relativi ai sistemi di accumulo diffuso (batterie) saranno trattati nel capitolo 6.

Sono indicate, inoltre, possibili misure di mitigazione e accorgimenti progettuali che Terna può attuare per ridurre gli effetti negativi di tali fattori di impatto.

Tabella 3-5 - Potenziali effetti sulle componenti Vegetazione, flora, fauna e biodiversità

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
<b>Elettrodotti aerei</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto	Rischio collisione avifauna	Emissione di rumore  Danneggiamento/asportazione di vegetazione	In ambienti forestali, possibilità di impianto di vegetazione alto-arbustiva per evitare i tagli a raso
	Creazione di nuovi siti di nidificazione di specie ornamentiche		Opportunità di sfruttare l'area delle fasce di asservimento come linee tagliafuoco  Adozione di dispositivi segnalatori o dissuasori per l'avifauna
Modifica elettrodotto esistente	-		Ricerca e individuazione di soluzioni localizzative e tecniche, ad es. parallele a valli o fiumi, che riducano la potenziale interferenza con traiettorie di volo
Demolizione elettrodotto esistente	Recupero di habitat		Valorizzazione della possibilità di utilizzo dei sostegni come strutture di rifugio e/o sosta da parte di specie ornamentiche, tramite realizzazione di nidi artificiali sui tralicci
	Sottrazione di siti di nidificazione di specie ornamentiche		Svolgimento dei lavori in periodi compatibili con la nidificazione/riproduzione dell'avifauna, specie se all'interno o in prossimità di aree protette, IBA e/o di aree ad elevata valenza naturalistica
<b>Elettrodotti in cavo interrato</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo interrato	Presenza di elementi di interferenza con l'agroecosistema	Emissione di rumore  Danneggiamento/asportazione di vegetazione	Privilegiare l'utilizzazione della viabilità esistente mediante l'adozione di criteri attrattivi nell'individuazione del tracciato; individuazione di tracciati che minimizzino l'interferenza con sistemi naturali e/o agricoli di pregio mediante l'adozione di criteri di repulsione  Svolgimento dei lavori in periodi compatibili con la nidificazione/riproduzione dell'avifauna, specie se all'interno o in prossimità di aree protette, IBA e/o di aree ad elevata valenza naturalistica
Modifica elettrodotto in cavo interrato esistente	-	-	-
Demolizione elettrodotto in cavo	Recupero di habitat	-	-

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
interrato esistente			
<b>Elettrodotti sottomarini</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto sottomarino	-	Interferenza con cenosi animali e vegetali Danneggiamento/asportazione di vegetazione	Individuazione di tracciati che minimizzino l'interferenza con gli habitat marini, con particolare riferimento alle praterie di <i>Posidonia oceanica</i> e altre specie tutelate
Modifica elettrodotto sottomarino esistente	-		
Demolizione elettrodotto sottomarino esistente	-		
<b>Stazioni</b>			
Realizzazione nuova stazione	Sottrazione/frammentazione di habitat Variazione connettività ecosistemica	Emissione di rumore Danneggiamento/asportazione di vegetazione	Valorizzazione degli elementi di mascheramento vegetazionale anche per finalità di connessione ecologica e quindi di parziale ricostituzione di habitat
Modifica stazione esistente	-		
Demolizione stazione esistente	Recupero di habitat		

Tabella 3-6 Potenziali effetti sulla componente Salute umana

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
<b>Elettrodotti aerei</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto	Emissioni elettromagnetiche		Comunicazione efficace e preventiva alla popolazione potenzialmente esposta su tutti gli aspetti correlati all'emissione di CEM delle linee RTN, esplicitando i criteri seguiti nella progettazione delle linee (rispetto distanze da recettori) ai sensi della vigente normativa  Adozione di tecniche ingegneristiche atte alla riduzione delle emissioni (ad es. linee compatte, circuiti di compensazione), compatibilmente con le esigenze tecnico-progettuali
Modifica elettrodotto esistente	Aumento delle emissioni elettromagnetiche		
	Riduzione delle emissioni elettromagnetiche		
Demolizione elettrodotto esistente	Eliminazione sorgenti di emissioni elettromagnetiche		
<b>Elettrodotti in cavo interrato</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo interrato	Emissioni elettromagnetiche		Comunicazione efficace e preventiva alla popolazione potenzialmente esposta su tutti gli aspetti correlati all'emissione di CEM delle linee RTN, esplicitando i criteri seguiti nella
Modifica elettrodotto in	Aumento delle emissioni elettromagnetiche		

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
cavo interrato esistente	Riduzione delle emissioni elettromagnetiche		progettazione delle linee (rispetto distanze da recettori) ai sensi della vigente normativa
Demolizione elettrodotto in cavo interrato esistente	Eliminazione sorgenti di emissioni elettromagnetiche		
<b>Elettrodotti sottomarini</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto sottomarino	-		
Modifica elettrodotto sottomarino esistente	-		
Demolizione elettrodotto sottomarino esistente	-		
<b>Stazioni</b>			
Realizzazione nuova stazione	Emissioni elettromagnetiche		Comunicazione efficace e preventiva alla popolazione potenzialmente esposta su tutti gli aspetti correlati all'emissione di CEM delle stazioni RTN, esplicitando i criteri seguiti nella progettazione delle stazioni (rispetto distanze da recettori) ai sensi della vigente normativa
Modifica stazione esistente	Eventuale variazione delle emissioni elettromagnetiche		
Demolizione stazione esistente	Eliminazione sorgenti di emissioni elettromagnetiche		

Tabella 3-7 Potenziali effetti sulla componente Rumore

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
<b>Elettrodotti aerei</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto	Emissione di rumore	Emissione di rumore	Adozione di soluzioni tecniche per ridurre rumore da effetto corona in prossimità di luoghi frequentati (laddove tecnicamente fattibile)
Modifica elettrodotto esistente	Emissione di rumore		
Demolizione elettrodotto esistente	Sottrazione di sorgenti di rumore		Adozione di accorgimenti tecnici e organizzativi volti alla riduzione delle emissioni di rumore in fase di cantiere
<b>Elettrodotti in cavo interrato</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo interrato	-	Emissione di rumore	Adozione di accorgimenti tecnici e organizzativi volti alla riduzione delle emissioni di rumore in fase di cantiere
Modifica elettrodotto in cavo interrato esistente	-		
Demolizione elettrodotto in cavo interrato esistente	-		
<b>Elettrodotti sottomarini</b>			

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
Realizzazione nuovo elettrodotto sottomarino	-		
Modifica elettrodotto sottomarino esistente	-	-	-
Demolizione elettrodotto sottomarino esistente	-		

Stazioni			
Realizzazione nuova stazione	Emissione di rumore	Emissione di rumore	Utilizzo di schermatura fonoisolante delle apparecchiature in contesti urbanizzati
Modifica stazione esistente	Aumento delle emissioni di rumore		Valorizzazione degli elementi di mascheramento vegetazionale anche per finalità fonoassorbenti
Demolizione stazione esistente	Sottrazione di sorgenti di rumore		Adozione di accorgimenti tecnici e organizzativi volti alla riduzione delle emissioni di rumore in fase di cantiere

Tabella 3-8 Potenziali effetti sulla componente Suolo

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
Elettrodotti aerei			
Realizzazione nuovo elettrodotto	Consumo di suolo Impermeabilizzazione di suolo	Occupazione di suolo Asportazione/movimentazione di suolo Incidentale immissione di inquinanti nel suolo	Riduzione numero sostegni mediante loro innalzamento e relativo aumento della lunghezza delle campate
Modifica elettrodotto esistente	Consumo di suolo Impermeabilizzazione di suolo		Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
	Recupero di suolo		Scelta di siti caratterizzati da basso rischio idraulico e geomorfologico mediante l'adozione di criteri di repulsione
Demolizione elettrodotto esistente	Recupero di suolo Ripristino permeabilità del suolo	Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere	
Elettrodotti in cavo interrato			

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo interrato	Consumo di suolo	Occupazione di suolo Asportazione/movimentazione di suolo Incidentale immissione di inquinanti nel suolo	Privilegiare l'utilizzazione dei tracciati già usati per altri sottoservizi Privilegiare l'utilizzazione della viabilità stradale esistente
Modifica elettrodotto in cavo interrato esistente	-		Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
Demolizione elettrodotto in cavo interrato esistente	Recupero di suolo		Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
<b>Elettrodotti sottomarini</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto sottomarino	-	Movimentazione fondale marino Incidentale immissione di inquinanti in fondale marino	Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
Modifica elettrodotto sottomarino esistente	-		
Demolizione elettrodotto sottomarino esistente	-		
<b>Stazioni</b>			
Realizzazione nuova stazione	Consumo di suolo Impermeabilizzazione di suolo	Occupazione di suolo Asportazione/movimentazione di suolo Incidentale immissione di inquinanti nel suolo	Valutazione della fattibilità tecnico-economica di una eventuale soluzione in blindato (minore ingombro)
Modifica stazione esistente	Consumo di suolo Impermeabilizzazione di suolo		Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
Demolizione stazione esistente	Recupero di suolo Ripristino permeabilità del suolo		Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere

Tabella 3-9 Potenziali effetti sulla componente Acque

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
<b>Elettrodotti aerei</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto	-	Incidentale immissione di inquinanti in acque superficiali	Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
Modifica elettrodotto esistente	-		inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
Demolizione elettrodotto esistente	-		
<b>Elettrodotti in cavo interrato</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo interrato	Presenza di elementi di interferenza con il regime idraulico della falda	Presenza di elementi di interferenza con il regime idraulico della falda	Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere  Individuazione di tracciati che riducano la potenziale interferenza con acque sotterranee
Modifica elettrodotto in cavo interrato esistente	Presenza di elementi di interferenza con il regime idraulico della falda	Incidentale immissione di inquinanti in acque sotterranee	Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
Demolizione elettrodotto in cavo interrato esistente	Sottrazione di elementi di interferenza con il regime idraulico della falda		
<b>Elettrodotti sottomarini</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto sottomarino	-	Incidentale immissione di inquinanti in acque marine	Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
Modifica elettrodotto sottomarino esistente	-		
Demolizione elettrodotto sottomarino esistente	-		
<b>Stazioni</b>			
Realizzazione nuova stazione	Presenza di elementi di interferenza con il regime idraulico della falda	Presenza di elementi di interferenza con il regime idraulico della falda	Adozione di specifiche procedure e modalità tecnico-operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività di cantiere
Modifica stazione esistente	-	Incidentale immissione di inquinanti in acque sotterranee	
Demolizione stazione esistente	Sottrazione di elementi di interferenza con il regime idraulico della falda		

Tabella 3-10 Potenziali effetti sulla componente Qualità dell'aria

Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
<b>Elettrodotti aerei</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto	Riduzione emissioni di gas climalteranti (CO <sub>2</sub> )	Emissione di inquinanti in atmosfera	Adozione di opportune contromisure quali ad es. la



Tipologia intervento	Fattori di impatto		Mitigazioni e accorgimenti progettuali
	Esercizio	Cantiere	
Modifica elettrodotto esistente	Riduzione emissioni di gas climalteranti (CO <sub>2</sub> )	Sollevamento polveri	bagnatura dei piazzali per evitare il sollevamento e diffusione di polveri
Demolizione elettrodotto esistente	-		
<b>Elettrodotti in cavo interrato</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo interrato	Riduzione emissioni di gas climalteranti (CO <sub>2</sub> )	Emissione di inquinanti in atmosfera	Adozione di opportune contromisure quali ad es. la bagnatura dei piazzali per evitare il sollevamento e diffusione di polveri
Modifica elettrodotto in cavo interrato esistente	Riduzione emissioni di gas climalteranti (CO <sub>2</sub> )		
Demolizione elettrodotto in cavo interrato esistente	-	Sollevamento polveri	
<b>Elettrodotti sottomarini</b>			
Realizzazione nuovo elettrodotto sottomarino	Riduzione emissioni di gas climalteranti (CO <sub>2</sub> )	-	-
Modifica elettrodotto sottomarino esistente	Riduzione emissioni di gas climalteranti (CO <sub>2</sub> )		
Demolizione elettrodotto sottomarino esistente	-		
<b>Stazioni</b>			
Realizzazione nuova stazione	Riduzione emissioni di gas climalteranti (CO <sub>2</sub> )	Emissione di inquinanti in atmosfera	Esecuzione di controlli tecnici periodici e impiego di attrezzatura idonea nelle operazioni di manutenzione, per la prevenzione di potenziali perdite di gas SF <sub>6</sub>
	Potenziali perdite di gas climalteranti (SF <sub>6</sub> )		
Modifica stazione esistente	Riduzione emissioni di gas climalteranti (CO <sub>2</sub> )	Sollevamento polveri	Adozione di opportune contromisure quali ad es. la bagnatura dei piazzali per evitare il sollevamento e diffusione di polveri
Demolizione stazione esistente	Sottrazione di sorgenti di emissione di gas climalteranti (SF <sub>6</sub> )		

Tabella 3-11 Possibili effetti sulla componente Paesaggio

Tipologia intervento	Possibili effetti		Mitigazioni
	Regime	Cantiere	
<b>Elettrodotti aerei</b>			
Realizzazione	Presenza di elemento dissonante, intrusione visiva e possibile occlusione rispetto alla fruizione del paesaggio	Interferenza visiva e ingombro dei manufatti e delle opere di viabilità temporanea di accesso al cantiere	Colorazione mimetica dei sostegni;  Scelta di tipologia dei sostegni visivamente meno impattanti (tubolari), laddove tecnicamente fattibile)
Potenziamento	Eventuale maggiore ingombro		
	Eventuale diversa collocazione, meno impattante di quella esistente		
Demolizione	Eliminazione interferenza visiva		
<b>Elettrodotti in cavo interrato</b>			
Realizzazione		Ingombro dei manufatti e delle opere di viabilità temporanea di	
Potenziamento			

Tipologia intervento	Possibili effetti		Mitigazioni
	Regime	Cantiere	
Demolizione		accesso al cantiere;	
<b>Elettrodotti sottomarini</b>			
Realizzazione			
Potenziamento			
Demolizione			
<b>Stazioni</b>			
Realizzazione	Presenza di elemento dissonante, intrusione visiva e possibile occlusione rispetto alla fruizione del paesaggio	Interferenza visiva dei manufatti e delle opere di viabilità temporanea di accesso al cantiere	Integrazione nel contesto paesaggistico, anche mediante ricorso ad uno stile architettonico in sintonia con quello locale;  Localizzazione nascosta da quinte arboree o morfologiche;  Interventi di mascheramento, mediante utilizzazione di essenze arboree ed arbustive autoctone.
Potenziamento			
Demolizione	Eliminazione interferenza visiva		

Tabella 3-12 Possibili effetti sulla componente Beni paesaggistici

Tipologia intervento	Possibili effetti		Mitigazioni
	Regime	Cantiere	
<b>Elettrodotti aerei</b>			
Realizzazione	Presenza di elemento dissonante, intrusione visiva e possibile occlusione rispetto alla fruizione del bene	Interferenza visiva e ingombro dei manufatti e delle opere di viabilità temporanea di accesso al cantiere	Colorazione mimetica dei sostegni;  Scelta di tipologia dei sostegni visivamente meno impattanti (tubolari), laddove tecnicamente fattibile)
Potenziamento	Eventuale maggiore ingombro Eventuale diversa collocazione, meno impattante di quella esistente		
Demolizione	Eliminazione interferenza visiva		
<b>Elettrodotti in cavo interrato</b>			
Realizzazione		Temporaneo ingombro dei manufatti e delle opere di viabilità temporanea di accesso al cantiere	
Potenziamento			
Demolizione			
<b>Elettrodotti sottomarini</b>			
Realizzazione			
Potenziamento			
Demolizione			
<b>Stazioni</b>			
Realizzazione	Presenza di elemento dissonante, intrusione visiva e possibile occlusione rispetto alla fruizione del bene	Interferenza visiva dei manufatti e delle opere di viabilità temporanea di accesso al cantiere	Integrazione nel contesto paesaggistico, anche mediante ricorso ad uno stile architettonico in sintonia con quello locale;  Localizzazione nascosta da quinte arboree o morfologiche;  Riduzione dell'aspetto di manufatto industriale, valorizzando uno stile architettonico in sintonia con
Potenziamento			
Demolizione	Eliminazione interferenza visiva		

Tipologia intervento	Possibili effetti		Mitigazioni
	Regime	Cantiere	
			quello locale, laddove tecnicamente fattibile;  Interventi di mascheramento, mediante utilizzazione di essenze arboree ed arbustive autoctone.

A partire dagli obiettivi di tutela ambientale di alto profilo derivati dalle politiche nazionali e internazionali, sono stati posti in relazione i potenziali fattori di impatto legati alla implementazione del PdS 2012 della RTN e, con riferimento al contesto italiano, sono stati identificati gli obiettivi di VAS per ogni componente. Gli obiettivi di VAS rappresentano gli obiettivi ambientali sui quali verificare la coerenza e

l'eshaustività del set di criteri ERPA e gli indicatori di sostenibilità. In altre parole, i criteri ERPA e gli indicatori devono risultare efficaci a valutare il rispetto degli obiettivi di VAS nelle scelte fatte dal Piano (con particolare riferimento alle scelte di localizzazione degli interventi).

Tale verifica è stata sviluppata in dettaglio nel RA ed i principali elementi considerati sono stati riportati nella tabella che segue.

Componente ambientale	Obiettivi di VAS	Criteri ERPA	Indicatori di sostenibilità
<b>Vegetazione, flora, fauna e biodiversità</b>	1. Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat	<b>E2 - Vincoli normativi di esclusione assoluta:</b> beni paesaggistici DLgs 42/2004: o art.142, comma 1, lett. "e" (ghiacciai), lett. i) (zone umide-Ramsar) e lett. "l" vulcani). DLgs 42/2004  <b>R1 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative:</b> <i>Art. 142, comma 1,</i> o lett. f) (parchi, riserve...) (escluse fasce di protezione esterna) o lett. a), b), c) (territori costieri e contermini fiumi e laghi) o lett. g) (foreste, boschi,...) SIC, ZPS Aree marine protette	<b>A01:</b> Aree di pregio per la biodiversità  <b>A02:</b> Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità  <b>A06:</b> Reti ecologiche interessate  <b>A07:</b> Attraversamento di reti ecologiche
	2. Conservare i popolamenti animali e vegetali, con particolare riferimento ai potenziali rischi per l'avifauna e all'interessamento delle comunità vegetali	<b>R2 - Attenzione stabilita da accordi di merito con riferimento alle aree protette:</b> IBA Rete Ecologica Art. 142, comma 1 o lett. f) (solo le fasce di protezione esterna dei parchi)  <b>R3 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale:</b> Beni paesaggistici DLgs 42/2004: o art.142, comma 1, lett. d) (montagne oltre 1.600 mt e catena alpina oltre 1.200 mt)	<b>A03:</b> Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati  <b>A01:</b> Aree di pregio per la biodiversità  <b>A02:</b> Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità  <b>A04:</b> Superfici naturali e seminaturali interessate
	3. Preservare gli elementi ecologici che caratterizzano gli	<b>R3 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore</b>	<b>A06:</b> Reti ecologiche interessate

Componente ambientale	Obiettivi di VAS	Criteri ERPA	Indicatori di sostenibilità
	agroecosistemi	<i>compatibilità ambientale:</i> zone DOC (Denominazione di origine controllata) zone DOCG (Denominazione di origine controllata e garantita)	<b>A07:</b> Attraversamento di reti ecologiche <b>S05:</b> Aree agricole di pregio <b>E03:</b> Costo dei ripristini ambientali
Salute umana	4. Garantire la protezione della salute della popolazione dagli effetti della realizzazione di nuove opere, evitando in particolare interferenze di sorgenti di emissioni acustiche ed elettromagnetiche con potenziali recettori	<b>E1 - Vincoli normativi di esclusione assoluta:</b> aeroporti aree militari <b>E2 - Vincoli di esclusione stabiliti mediante accordi di merito, in quanto la normativa non ne esclude l'utilizzo per impianti elettrici:</b> urbanizzato continuo <b>R1 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative:</b> urbanizzato discontinuo <b>A2 - Aree preferenziali, previa verifica del rispetto della capacità di carico del territorio:</b> corridoi autostradali corridoi elettrici corridoi infrastrutturali	<b>T03:</b> Interferenze con infrastrutture <b>S02:</b> Pressione relativa dell'intervento <b>S03:</b> Urbanizzato – Edificato <b>S04:</b> Aree idonee per rispetto CEM <b>A05:</b> Aree preferenziali <b>S15:</b> Distanza media nell'area di intervento dell'edificato più vicino
	5. Migliorare il livello di qualità della vita dei cittadini, garantendo la crescita economica nel rispetto dei principi dello sviluppo sostenibile	Obiettivo non associabile a criteri localizzativi	<b>E01:</b> Costo intervento <b>E02:</b> Costo gestione intervento <b>E04:</b> Costo di accessibilità
Suolo	6. Preservare le caratteristiche del suolo, con particolare riferimento alla permeabilità e capacità d'uso	<b>R3 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale:</b> zone DOC (Denominazione di origine controllata) zone DOCG (Denominazione di origine controllata e garantita)	<b>S05:</b> Aree agricole di pregio
	7. Minimizzare la movimentazione di suolo sia in ambiente terrestre che marino	<b>A2 - Aree preferenziali, previa verifica del rispetto della capacità di carico del territorio:</b> corridoi autostradali corridoi elettrici corridoi infrastrutturali	<b>T01:</b> Superfici a pendenza molto elevate <b>A05:</b> Aree preferenziali
	8. Evitare interferenze con aree soggette a rischio per fenomeni di instabilità dei suoli	<b>R1 - Aree idonee per il sorvolo:</b> frane attive aree a pericolosità molto elevata ed elevata di frana, valanga o inondazione (PAI). <b>R2 - Attenzione stabilita da accordi di merito con riferimento alle aree protette:</b>	<b>T04:</b> Aree ad elevata pericolosità idrogeologica

Componente ambientale	Obiettivi di VAS	Criteri ERPA	Indicatori di sostenibilità
		aree a pericolosità media e bassa di frana, valanga o inondazione (PAI)	
	9. Minimizzare l'estensione della superficie occupata per gli interventi	<i>Obiettivo non associabile a criteri localizzativi</i>	<b>T02:</b> Non-linearità <b>S01:</b> Pressione territoriale
Acqua	10. Preservare le caratteristiche qualitative delle risorse idriche superficiali e sotterranee, con particolare riferimento a fenomeni di contaminazione	<b>R1 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative:</b> Art. 142, comma 1, o lett. a), b), c) (territori costieri e contermini fiumi e laghi)	<b>T01:</b> Superfici a pendenza molto elevate <b>T04:</b> Aree ad elevata pericolosità idrogeologica
	11. Garantire il mantenimento delle caratteristiche di distribuzione e regime delle acque superficiali e di falda	<b>R1 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative:</b> Art. 142, comma 1, o lett. a), b), c) (territori costieri e contermini fiumi e laghi) o Aree marine protette	<b>T04:</b> Aree ad elevata pericolosità idrogeologica
	12. Evitare sollecitazioni in aree a rischio idrogeologico	<b>R1 - Aree idonee solo per il sorvolo:</b> frane attive aree a pericolosità molto elevata ed elevata di frana, valanga o inondazione (PAI). <b>R2 - Attenzione stabilita da accordi di merito con riferimento alle aree protette:</b> aree a pericolosità media e bassa di frana, valanga o inondazione (PAI)	<b>T04:</b> Aree ad elevata pericolosità idrogeologica
Qualità dell'aria	13. Ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera ed in particolare di gas ad effetto serra	<i>Non riconducibile a criteri localizzativi</i>	<i>Non riconducibile a indicatori dipendenti dalla localizzazione delle opere</i>
Paesaggio, Beni architettonici, monumentali e archeologici	14. Garantire la conservazione degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni paesaggistici	<b>E1 - Vincoli normativi di esclusione assoluta:</b> aree oggetto di tutela integrale nei Piani Paesaggistici non derogabile per la realizzazione di opere pubbliche infrastrutturali <b>E2 - Vincoli di esclusione stabiliti mediante accordi di merito, in quanto la normativa non ne esclude l'utilizzo per impianti elettrici:</b> Beni paesaggistici DLgs 42/2004: o art. 136, comma 1, lett. a), b) e c) (compresi quelli imposti dai PPR ai sensi dell'art. 134, comma 1, lett. c) o art.142, comma 1, lett. "e" (ghiacciai), lett. i) (zone umide-Ramsar) e lett. "l" vulcani).DLgs 42/2004 o Aree oggetto di tutela integrale nei Piani Paesaggistici derogabile per la realizzazione di opere pubbliche infrastrutturali <b>R1 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative:</b> Patrimonio Unesco:	<b>S06:</b> Aree di valore culturale e paesaggistico <b>S07:</b> Coerenza con il quadro strategico della pianificazione territoriale e paesaggistica <b>S08:</b> Elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge <b>S09:</b> Interferenza con aree ad elevato rischio paesaggistico <b>S10:</b> Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale

Componente ambientale	Obiettivi di VAS	Criteri ERPA	Indicatori di sostenibilità
		<ul style="list-style-type: none"> <li>o Siti Unesco puntuali: buffer zone</li> <li>o Siti Unesco areali (costituiti da beni puntuali): core zone e buffer zone</li> <li>o siti UNESCO areali (non costituiti da beni puntuali): core zone e buffer zone</li> </ul> <p>Beni paesaggistici DLgs 42/2004:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Art. 136, comma 1, lett. D) (panorami e belvedere) (compresi quelli imposti dai PPR ai sensi dell'art. 134, comma 1, lett. c)</li> <li>o Art. 142, comma 1, lett. a), b), c) (territori costieri e contermini fiumi e laghi), lett. m) (aree di interesse archeologico), lett. f) (parchi, riserve...) (escluse fasce di protezione esterna), lett. g) (foreste, boschi,...)</li> </ul> <p><b>R3 - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale:</b></p> <p>Beni paesaggistici DLgs 42/2004:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o art.142, comma 1, lett. d) (montagne oltre 1.600 mt e catena alpina oltre 1.200 mt) e lett. h) (usi civici)</li> <li>o "Ulteriori contesti" (art. 143, comma 1, lett. e): aree riconosciute di interesse paesaggistico dai piani paesaggistici regionali</li> </ul>	
	<p>15. Garantire la conservazione dello stato dei siti e dei beni di interesse culturale, storico architettonico e archeologico, minimizzando le interferenze con le opere in progetto e con gli elementi di cantiere</p>	<p><b>E2 - Vincoli di esclusione stabiliti mediante accordi di merito, in quanto la normativa non ne esclude l'utilizzo per impianti elettrici:</b></p> <p>Beni culturali DLgs 42/2004:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o art. 10 e aree soggette a vincolo indiretto (art. 45): comma 1(beni per i quali non è stata attivata la procedura di cui all'art. 12 - verifica di interesse culturale)</li> <li>o comma 3 (beni con dichiarazione di interesse, compresi quelli elencati al comma 1 per i quali è stata attivata la procedura di cui all'art. 12 - verifica di interesse culturale - con esito positivo, elencati nel sito: <a href="http://www.benitutelati.it">www.benitutelati.it</a>)</li> <li>o art. 11 puntuali:</li> <li>o comma 1, lett. c) (aree pubbliche), lett. e) (architettura contemporanea), lett. i) (vestigia Grande Guerra)</li> <li>o Art. 94 (Convenzione UNESCO Patrimonio culturale subacqueo recepita con legge n. 157/2009) esteso alle ZPE (art. 2, legge 61/2006)</li> </ul> <p>Patrimonio mondiale Unesco:</p>	<p><b>S06:</b> Aree di valore culturale e paesaggistico</p> <p><b>S08:</b> Elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge</p> <p><b>S10:</b> Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale</p>

Componente ambientale	Obiettivi di VAS	Criteri ERPA	Indicatori di sostenibilità
		<ul style="list-style-type: none"> <li>o siti Unesco puntuali: core zone</li> <li>o siti Unesco areali (costituiti da beni puntuali): core zone</li> </ul>	
	16. Minimizzare la visibilità delle opere, con particolare riferimento ai punti di maggior fruizione	<p><b>R1</b> - Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative: Beni paesaggistici DLgs 42/2004: o Art. 136, comma 1, lett. D) (panorami e belvedere) (compresi quelli imposti dai PPR ai sensi dell'art. 134, comma 1, lett. c)</p> <p><b>R3</b> - Aree da prendere in considerazione prevedendo particolari opere di mitigazione paesaggistica: Art. 143 comma 1 lett. g) (zone di riqualificazione paesaggistica)</p> <p><b>A1</b> - Aree a migliore compatibilità paesaggistica in quanto favoriscono l'assorbimento visivo: quinte morfologiche e/o vegetazionali versanti esposti a Nord se non ricadenti in altri criteri</p>	<p><b>S11</b>: Aree con buona capacità di mascheramento</p> <p><b>S12</b>: Aree con buone capacità di assorbimento visivo</p> <p><b>S13</b>: Visibilità dell'intervento</p> <p><b>A05</b>: Aree preferenziali</p> <p><b>S10</b>: Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale</p> <p><b>S14</b>: Intrusione visuale</p>

### 3.5 Analisi delle macroalternative

In risposta alle osservazioni espresse nel parere motivato sul PdS 2011, il presente paragrafo riporta gli approfondimenti richiesti in merito alla valutazione di macroalternative per i nuovi interventi proposti e, in assenza di tali alternative, ne illustra adeguate motivazioni e le scelte adottate.

Coerentemente con quanto già espresso nel § 3.10 in merito ai nuovi interventi del PdS 2012, l'analisi delle alternative viene effettuata per gli interventi con potenziali effetti significativi sull'ambiente, tralasciando quindi tutti quelli che non hanno tali caratteristiche come, ad esempio, gli interventi che consistono nell'installare un nuovo trasformatore, una nuova reattanza o un nuovo condensatore all'interno di una stazione elettrica esistente. Si consideri, con riferimento alla Tabella 2-4, che tutti gli interventi denominati "Stazione ... " sono interventi di questo tipo.

Si sottolinea che per gli ulteriori interventi che non saranno caratterizzati e analizzati dal punto di vista ambientale e territoriale, si prevede di realizzarli valorizzando gli asset esistenti, quindi senza potenziali effetti significativi sull'ambiente.

Pertanto, l'analisi delle alternative di seguito illustrata fa riferimento ai nuovi interventi previsti dal PdS, quali:

- Elettrodotto 150 kV "Noci - Martina Franca";
- Elettrodotto 150 kV "Paternò - Belpasso";

- Sistemi di accumulo diffuso.

Per gli Elettrodotti 150 kV "Noci - Martina Franca" e "Paternò - Belpasso", l'analisi di alternative è stata effettuata valutando soluzioni tecniche più sostenibili dal punto di vista elettrico e ambientale e mediante l'applicazione della metodologia di localizzazione ERPA.

Il metodo che applica gli ERPA, unito alla scelta tecnica ritenuta più sostenibile, è finalizzato all'individuazione di corridoi ottimali, attraverso la selezione di percorsi che tendono ad evitare l'attraversamento di territori di pregio ambientale, paesaggistico e culturale, privilegiando per quanto possibile aree ad elevata attrazione per la realizzazione dell'intervento, discostandosi il meno possibile dal percorso più breve che congiunge i due punti di origine e destinazione.

In merito all'**Elettrodotto 150 kV "Noci - Martina Franca"**, si è ritenuto più sostenibile sfruttare il riclassamento di infrastrutture esistenti, al fine di incrementare la magliatura della rete a 150 kV, superare le criticità attuali legate alla probabilità di Energia Non Fornita ed aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione.

L'intervento si inserisce all'interno della dorsale adriatica 150 kV compresa tra le stazioni elettriche di Brindisi, Taranto Nord e Bari Ovest, caratterizzata dalla presenza di numerose cabine primarie, alcune delle quali alimentate in antenna.

Nella scelta delle alternative che consentono di risolvere il problema dell'alimentazione in antenna delle CP Noci e Martina Franca, si è valutata la soluzione proposta come la migliore possibile, sia dal punto di vista elettrico, che ambientale.

La realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV "Noci - Martina F.", infatti, sfrutterà in parte il tracciato di un elettrodotto a 60 kV esistente "Martina F. - Putignano" e, solo nell'ultimo tratto in ingresso a CP Noci sarà realizzato un raccordo mediante un nuovo tracciato.

Inoltre, in seguito al completamento di tale intervento di riclassamento di un elettrodotto esistente, sarà possibile dismettere un tratto esteso della linea 60 kV esistente "Martina F. - Putignano" in ingresso alla CP Putignano, consentendo una riduzione del peso delle infrastrutture elettriche sul territorio.

Dal punto di vista elettrico non sono previste alternative, in quanto, oltre alla risoluzione dell'alimentazione dei carichi in antenna, il nuovo elettrodotto previsto permetterà di raddoppiare la direttrice a 150 kV tra le stazioni elettriche di Brindisi, Taranto Nord e Bari Ovest, consentendo di incrementare la sicurezza del servizio di trasmissione anche in caso di guasto di componenti di rete.

L'**Elettrodotto 150 kV "Paternò - Belpasso"** sarà realizzato tra la SE Paternò e la CP Belpasso, al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete e migliorare la continuità del servizio nell'area a nord di Catania.

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.

Dal punto di vista elettrico sono state prese in considerazione due alternative.

Una prima alternativa prevede la realizzazione dell'elettrodotto mediante lo sfruttamento di un tratto del collegamento "Paternò - Misterbianco" già realizzato in doppia terna con la linea "Paternò - Paternò CP"; la realizzazione di un breve raccordo (di pochi chilometri) consentirà pertanto di collegare la CP Belpasso direttamente alla sezione 150 kV della SE Paternò, completando una infrastruttura per buona parte già realizzata ed esistente.

La seconda alternativa, consiste nella realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV parallelo agli elettrodotti esistenti "Paternò - Misterbianco" 150

kV e "Misterbianco - Sorgente" 220 kV. Tale alternativa risulta meno sostenibile, rispetto alla prima, dal momento che il numero di km da realizzare sarebbe nettamente maggiore e, conseguentemente, sarebbe anche più onerosa dal punto di vista economico.

L'analisi dettagliata degli Elettrodotti 150 kV "Noci - Martina Franca" e "Paternò - Belpasso" e relative alternative è riportata nell'Allegato D, al quale si rimanda.

Relativamente alle attività di installazione di **sistemi di accumulo diffuso** è importante evidenziare che tali interventi si rendono necessari in anticipo rispetto agli interventi di sviluppo previsti nell'area Sud dell'Italia e non in sostituzione/alternativa.

Gli interventi riguardano linee o direttrici individuate dal PdS 2012 come critiche o potenzialmente critiche a causa di congestioni di rete nelle aree del Mezzogiorno, ove si prevede una maggiore capacità produttiva da fonti rinnovabili.

Tali criticità potranno essere risolte attraverso l'installazione di sistemi di accumulo diffuso che si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la loro elevata modularità, i tempi di realizzazione molto contenuti e la possibilità di localizzazione diffusa sulla rete, in adiacenza o all'interno delle aree di rispetto delle stazioni elettriche esistenti o in prossimità delle linee elettriche esistenti, anche nelle vicinanze dei numerosi punti di immissione dell'energia da FRNP.

La possibilità di installare tali impianti in corrispondenza di porzioni 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.

Come già anticipato nel relativo Capitolo 6, l'esatta dislocazione dei sistemi di accumulo lungo le direttrici AT individuate è stata 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.

Le analisi ambientali sulle direttrici critiche e potenzialmente critiche indicate nel PdS 2012 e sui siti potenziali individuati lungo le direttrici critiche, sono state condotte sulle aree del Mezzogiorno, nelle quali sono state rilevate criticità legate all'immissione di potenza prodotta da FRNP.

In primo luogo la localizzazione dei sistemi di accumulo a batterie avverrà, qualora non si riscontrino elementi ostativi di particolare rilevanza, quali la verifica della vincolistica delle aree e l'idoneità tecnica e progettuale del sito, in aree adiacenti alle esistenti Stazioni Elettriche di Terna o in alternativa in aree "sotto linea". Tale criterio è finalizzato a contenere gli impatti legati alle nuove opere, preferendo dunque siti che consentano di utilizzare infrastrutture già presenti al contorno per limitare al minimo le opere civili e le altre realizzazioni eventualmente necessarie.

Per maggiori approfondimenti in merito, si rimanda al Capitolo 6 e all'Allegato C.

### 3.6 Valutazione di sostenibilità

Per la verifica di sostenibilità del Piano è stato considerato quanto indicato dalla nuova "Strategia europea per lo sviluppo sostenibile" e dalla "Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia" (nel seguito nominata "Strategia d'azione ambientale"), oltre agli obiettivi specifici di protezione delle componenti ambientali considerati nella analisi di coerenza interna.

L'analisi è stata finalizzata alla verificata della coerenza tra gli obiettivi di VAS e gli obiettivi di sostenibilità previsti dalla Strategia europea e dalla Strategia d'azione ambientale.

Allo scopo di evidenziare elementi di coerenza o di conflitto, sono stati riportati in forma tabellare, per ciascuna componente ambientale considerata, i seguenti contenuti:

- tematiche strategiche, indicate nella Strategia europea ed elaborati da ISPRA;
- obiettivi generali di sostenibilità legati alla specifica tematica strategica, derivati dalle Strategia di sviluppo sostenibile europea ed italiana;
- obiettivi specifici derivati dalla Strategia d'azione ambientale e dagli obiettivi di protezione ambientale nazionali, che costituiscono una declinazione degli obiettivi generali precedentemente identificati;

- obiettivi di VAS del PdS 2012 coerenti con le tematiche e gli obiettivi di sostenibilità generali e specifici;
- indicatori di sostenibilità territoriali associati agli obiettivi di VAS secondo le relazioni già identificate.

Dalle corrispondenze evidenziate attraverso l'utilizzo delle tabelle con gli elementi sopra citati, si evince la coerenza tra i criteri ERPA per la localizzazione dei siti, valutati sulla base di quanto emerso dalla verifica di consistenza con gli obiettivi di VAS, ed i temi della sostenibilità individuati dalla UE e dal MATTM. A ciascuna delle tematiche prioritarie di sostenibilità, infatti, risultano riferibili, in quanto coerenti nei contenuti espressi, uno o più obiettivi di VAS, con riferimento agli obiettivi generali e specifici delle tematiche stesse, nonché gli indicatori di sostenibilità riferiti a ciascun obiettivo di VAS.

L'analisi di coerenza presentata costituisce il primo passaggio della valutazione di sostenibilità effettuata nel RA 2012.

A differenza dell'edizione 2011 della VAS del PdS, nel RA 2012 non ha previsto il ricorso ad un indicatore unico di sostenibilità per la valutazione di sostenibilità, a causa delle criticità legate al sistema di attribuzione dei pesi. Tale scelta è stata maturata e condivisa durante gli incontri svoltisi presso il MATTM nei mesi di settembre, ottobre e novembre 2012 per il confronto sugli aspetti critici della VAS.

La valutazione di sostenibilità è in ogni caso stata effettuata, con riferimento agli interventi di sviluppo previsti dal PdS 2012, attraverso il calcolo degli indicatori di sostenibilità nelle quattro dimensioni (ambientale, sociale, tecnica, economica) e la loro aggregazione a livello di area geografica e a livello nazionale.

Nel seguito saranno presentati i dettagli delle analisi effettuate e gli indicatori calcolati.

#### 3.6.1 Indicatori di processo

Nel corso del 2010 è stata richiesta la definizione di indicatori di processo che permettano di valutare l'avanzamento del piano nel tempo.

In questa edizione sono stati definiti alcuni indicatori di processo, prevalentemente legati alle variazioni del numero di interventi suddivisi per categorie di attribuzione.

Gli indicatori di processo calcolati per il 2012 sono riportati in Tabella 3-13. Nelle tabelle seguenti si riportano i calcoli di dettaglio.

Tabella 3-13 Indicatori di processo 2011 – 2012

Codice	Indicatore	Unità di misura	Valore calcolato 2011 - 2012
IPR1	N. nuovi interventi sez. I 2012/N. nuovi interventi sez. I 2011	%	-27,4
IPR2	N. interventi sez. II 2012/N. interventi sez. II 2011	%	15,4
IPR3	N. Interventi in concertazione nel 2012 / N. interventi in concertazione nel 2011	%	184,6
IPR4	N. Interventi in autorizzazione nel 2012 / N. interventi in autorizzazione nel 2011	%	-28,5
IPR5	N. Interventi in realizzazione nel 2012 / N. interventi in realizzazione nel 2011	%	-65,7
IPR6	N. Interventi realizzati nel 2012 / N. interventi realizzati nel 2011	%	-23,9

Tabella 3-14 Indicatori di processo 2011 – 2012 – Sintesi per area geografica dei nuovi interventi

Sezione I Sintesi per area	N° interventi 2011	N* Interventi 2012	Differenza 2011 - 2012	Variazione (%)
<b>Nord Ovest</b> (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria)	5	2	-3	-60
<b>Nord</b> (Lombardia)	10	4	-6	-60
<b>Nord Est</b> (Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige, Veneto)	6	7	1	16,6
<b>Centro Nord</b> (Emilia Romagna, Toscana)	5	8	3	60
<b>Centro</b> (Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Lazio)	8	3	-5	-62,5
<b>Sud</b> (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria)	5	12	7	140
<b>Sicilia</b>	6	2	-4	-66,6
<b>Sardegna</b>	6	1	-5	-83,3
<b>Totale</b>	<b>51</b>	<b>37</b>	<b>-14</b>	<b>-27,4</b>

Tabella 3-15 Indicatori di processo 2011 – 2012 – Analisi di dettaglio sugli interventi già presenti in PdS precedenti

Area geografica	Tot 2011	Tot 2012	Variazione %	Previsti 2011	Previsti 2012	Variazione %	Impianti esistenti o approvati 2011	Impianti esistenti o approvati 2012	Variazione %
Nord Ovest	24	24	-	16	17	6,3	8	7	-12,5
Nord	41	47	14,6	25	32	28,0	16	15	-6,3
Nord Est	36	40	11,1	30	35	16,7	6	5	-16,7
Centro Nord	28	33	17,8	24	26	8,3	4	6	50,0
Centro	23	29	26,1	14	20	42,9	9	9	0,0
Sud	25	27	8	17	20	17,6	8	7	-12,5
Sicilia	14	17	21,4	11	14	27,3	3	3	0,0
Sardegna	10	15	50	9	15	66,7	1	1	0,0
<b>Totale Sezione II</b>	<b>201</b>	<b>232</b>	<b>15,4</b>	<b>146</b>	<b>180*</b>	<b>23,3</b>	<b>55</b>	<b>53</b>	<b>-3,6</b>

\* Tra gli interventi previsti sono stati inclusi i 3 interventi per lo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso, classificati separatamente dal PdS 2012

### 3.6.2 Indicatori di sostenibilità complessivi

Di seguito vengono riportati gli indicatori complessivi che sono stati utilizzati per la valutazione della sostenibilità dell'intero Piano di Sviluppo 2012. Questi indicatori sono stati considerati esclusivamente per valutare le prestazioni globali del Piano, in quanto non riconducibili ad aspetti legati ai singoli interventi di sviluppo.

#### IP01: Emissioni evitate di gas climalteranti (CO<sub>2</sub>)

Terna si propone di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> attraverso l'impiego di tecnologie di generazione sempre più efficienti e un migliore sfruttamento delle produzioni da fonte rinnovabile. Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica si colloca al centro di questo scenario principalmente attraverso azioni volte a conseguire i seguenti obiettivi:

- la **riduzione delle perdite di rete**: comporta una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale, a parità di energia conferita,

con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

La realizzazione degli interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una **riduzione** delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.200 GWh/anno.

Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti primarie (incluse le Fonti Energetiche Rinnovabili), 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;

un **migliore sfruttamento delle risorse di generazione**: l'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), considerando che la riduzione delle congestioni inter-zonali porta alla sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente ad olio), con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (come il 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 tCO<sub>2</sub>/anno;

la **penetrazione sempre maggiore nel sistema elettrico di produzione da fonti rinnovabili**: I vincoli di rete individuati attraverso le analisi svolte, hanno portato alla previsione di 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>4</sup> corrispondono a un'energia di circa 10.800 GWh pari ad una riduzione dell'emissione di CO<sub>2</sub> calcolata sul solo parco termoelettrico pari a circa 5.800.000 tCO<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).

#### **IP02: 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.

A tendere, si stima nel breve – medio periodo un installato da fonte eolica pari a 9.600 MW (considerando impianti con cantiere avviato e/o autorizzato) e un installato da fonte fotovoltaica di circa 23.000 MW (in linea con gli incentivi previsti dal IV Conto Energia).

Lo scenario considerato 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.

Gli interventi del Piano di Sviluppo che favoriscono la produzione da FRNP e che contribuiscono alla riduzione di vincoli alla produzione di Fonti rinnovabili per circa 5.000 MW, sono i rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, gli interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AAT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP, gli Interventi di installazione di sistemi di accumulo diffuso.

#### **IP03: Rimozione limiti di produzione e delle congestioni di rete**

Il programma realizzativo degli interventi relativi alle opere di interconnessione previste nel medio e nel lungo periodo nel Piano di sviluppo 2012 consentirà di aumentare la capacità di importazione dai Balcani per circa 1.000 MW e dalla frontiera settentrionale per circa 3.000 MW.

---

<sup>4</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.

Per quanto riguarda le congestioni di rete interne al perimetro nazionale, 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, che 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.

Nella Tabella 3-16 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito inter – zonal in nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale, per un incremento totale di circa 5.000 MW.

Tabella 3-16 Incremento dei principali transiti tra zone di mercato (MW)

Sezione inter-zonale	2011	Con sviluppo
Nord → Centro Nord	3.700	+400
Centro Nord → Centro Sud	1.300	+300
Sud → Centro Sud	4.100	+1.900
Sicilia → Sud	600	+900
Sud → Sicilia	100	+1.000
Sardegna → Continente/Corsica	900	+400

#### IP04: Riduzioni delle perdite di rete

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 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, migliorando l'efficienza economica degli impianti e assicurando 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.**

#### IP05: Benefici complessivi

La realizzazione del complesso degli interventi di Piano programmati nei prossimi 10 anni consentirà di risolvere le criticità previste sulla rete AAT/AT. La risoluzione di tali limitazioni si traduce in un **beneficio complessivo annuo stimabile in circa 1.600 Mln€/anno.**

#### IP06: Riduzione occupazione territorio interessato da sviluppo rete futuro

Laddove è possibile, una razionalizzazione porta con sé anche un effetto di riduzione dell'occupazione del territorio dovuto alla rimozione di vecchie linee.

In genere le demolizioni previste di linee elettriche esistenti rientrano all'interno degli interventi di razionalizzazione e riassetto della rete in prossimità di aree caratterizzate da elevata densità abitativa o a ridosso di grandi centri urbani. Tali interventi consistono principalmente nelle seguenti azioni:

- sostituendo alcuni impianti con altri di caratteristiche superiori, come per esempio l'introduzione di nuovi collegamenti a 380 kV in sostituzione di un numero maggiore di linee a tensione inferiore;
- eliminando parti di rete che risultano avere un'utilità nulla o trascurabile a seguito di nuove realizzazioni che hanno comportato un rafforzamento della rete;
- evitando il potenziamento d'impianti, per lo più elettrodotti, giunti alla saturazione, mediante l'inserimento di nuovi elementi di rete, come per esempio stazioni.

Il Piano di Sviluppo 2012 prevede un programma di demolizione e dismissione di linee elettriche esistenti e nuovi interventi o ripianificazioni previsti per circa 1.520 km.

#### IP07: Sicurezza del sistema elettrico

L'attuazione del Piano di Sviluppo renderà quindi possibile un maggiore utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale.

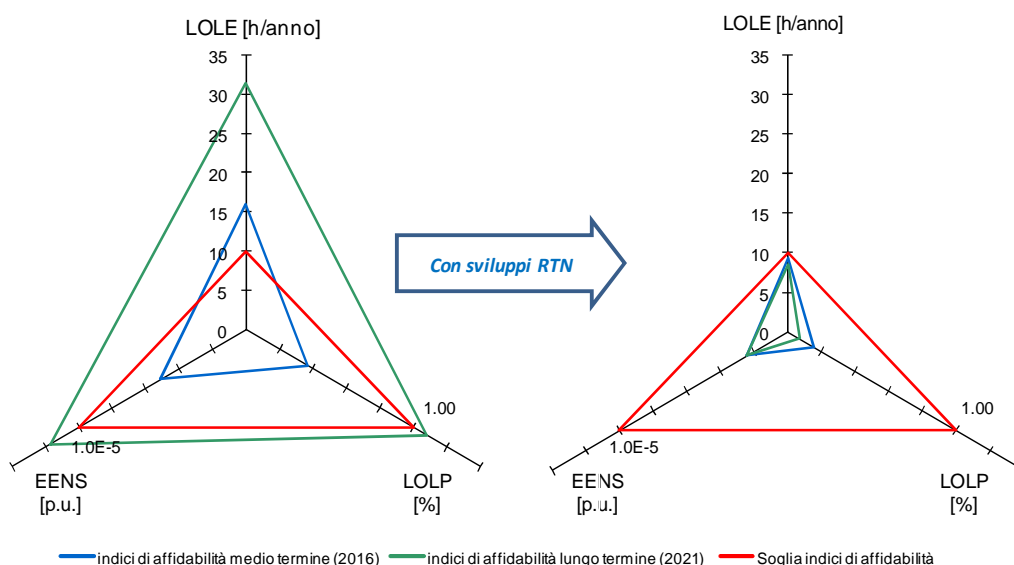


Figura 3-1 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

Nella Figura 3-1 è riportato l'andamento di tre indici quali il LOLE (Loss of Load Expectation), il LOLP (Loss of Load Probability) e l'EENS (Expected Energy Not Supply) 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 un'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.

### 3.6.3 Indicatori di sostenibilità territoriali

Gli indicatori di sostenibilità territoriali sono stati calcolati per ciascuna alternativa individuata a

livello strutturale per i nuovi interventi di sviluppo (sez I), comprendendo i corridoi delle direttrici critiche e potenzialmente critiche previste nel PdS 2012 e nel PdS 2011 - Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica.

I valori e le relative considerazioni sono stati inseriti in corrispondenza delle schede sviluppate per ciascuna soluzione localizzativa (per elettrodotti e stazioni si veda l'All. D, per le direttrici critiche e potenzialmente critiche si veda l'All. C).

Sono stati inoltre calcolati i medesimi indicatori per gli interventi inseriti nella sezione II del PdS 2012 che hanno subito avanzamento rispetto al 2011, i cui dettagli relativamente alla caratterizzazione ambientale e all'analisi degli indicatori saranno consultabili nel Portale VAS.

L'insieme dei nuovi interventi previsti dal PdS 2012 (sezione I) e degli interventi in concertazione che hanno subito avanzamento rispetto al PdS 2011 (sezione II), è riportato in Tabella 3-17.

Tabella 3-17 Interventi considerati nella valutazione del Piano

Area	Nome Intervento	Sez PdS
<b>Nord Ovest</b>	Interventi per adeguamento portate elettrodotti 380 kV e 220 kV	2
	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	2
	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	2
	Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi - Fossano e scrocio di Murazzo (CN)	2
<b>Nord</b>	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	2
<b>Centro</b>	Direttrice 150 kV "Direttrice 150 kV Foggia - San Severo CP - Serracapriola - San Martino in Pensilis - Portocannone - Larino"	1
	Riassetto rete AT in Umbria	2
	Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	2
<b>Sud</b>	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	1
	Elettrodotto 150 kV Noci - Martina Franca	

Area	Nome Intervento	Sez PdS
	Direttrice 150 kV "Foggia - Carapelle - Stornara - Cerignola - Canosa - Andria"	1
	Direttrice 150 kV "Benevento II - Volturara - Celle S.Vito"*	2
	Direttrice 150 kV "Benevento II - Montecorvino"*	2
	Direttrice 150 kV "Foggia - Lucera - Andria"*	2
	Direttrice 150 kV "Galatina SE - Martignano - San Cosimo - Maglie - Diso - Tricase - Galatina SE"	1
	Direttrice 150 kV "Scandale - Crotone - Isola C.R. - Cutro - Belcastro - Simeri - Catanzaro"	1
	Direttrice 150 kV "Villa S. Maria - Castel di Sangro - Campobasso"	
	Direttrice 150 kV "Larino - Ripalimosani - Campobasso"	
	Direttrice 150 kV "Larino CP - Rotello SE"	
	Direttrice 150 kV "Bari Ovest - Rutigliano - Putignano - Fasano - Ostuni - San Vito - Brindisi Pignicelle"	1
	Direttrice 150 kV "Taranto Nord - Grottaglie - Francavilla - Mesagne - Brindisi Sud"	1
	Direttrice 150 kV "Francavilla - Campi Salentina - Lecce Industriale - Lecce"	1
	Direttrice 150 kV "Foggia - Trinitapoli - Barletta Nord - Barletta - Trani - Andria"	1
	Direttrice 150 kV "Foggia - S.Severo Lesina - Termoli"	1
	Direttrice 150 kV "CP Melfi - Venosa - Forenza Maschito - Genzano - Tricarico - Gravina - Altamura - SE Matera"	1
	Direttrice 150 kV "Taranto - Palagiano - Ginosa - Scanzano - Amendolara - Rossano" (Dorsale Jonica)	1
	Direttrice 150 kV "Scandale - Strongoli - Rossano"	1
	Direttrice 150 kV "Cetraro - Paola - Amantea - Lamezia - Feroletto"	1
	Direttrice 150 kV "Feroletto SE - S. Eufemia - Jacurso - Girifalco - Soverato"	1
	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	2
Riassetto rete AT penisola Sorrentina	2	
Sicilia	Elettrodotto 150kV Paternò – Belpasso	1
	Direttrice 150 kV "Caltanissetta - Petralia - Serra Marrocco - Troina - Bronte - Ucria - Furnari - Sorgente"	1
	Direttrice 150 kV "Tempio Pausania - Assoro - Valguarnera"	1
	Direttrice 150 kV "S. Cono - Mineo - Scordia - Francofonte - Francofonte CP - Carlentini - Augusta 2"	1
	Direttrice 150 kV "Augusta - Sortino CP - Carlentini 2 - Vizzini - Vizzini CP - Caltagirone - Barrafranca - Caltanissetta"	1
	Direttrice 150 kV "Favara - Racalmuto - Caltanissetta"	1
	Direttrice 150 kV "Caltanissetta - Castronovo - Ciminna"	1
	Interventi nell'area a nord di Catania	2
	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	2
	Elettrodotto 380 kV Sorgente-S. Caterina Villarmosa	2
	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	2
	Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna	2
	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte - Gulfi - Ciminna	2

In accordo con quanto richiesto dalle Autorità durante gli incontri che si sono svolti nel corso del 2012, gli indicatori di sostenibilità territoriali calcolati sugli interventi in valutazione previsti dal PdS 2012, sono stati aggregati, allo scopo di fornire elementi di valutazione a livello di area geografica e di territorio nazionale.

Questa operazione è stata effettuata considerando l'involuppo delle aree di studio a livello strutturale definite per gli interventi e caratterizzate ai fini delle analisi ambientali e in relazione al patrimonio culturale e paesaggistico ed sulle quali sono stati calcolati gli indicatori.

#### Aggregazione a livello di area geografica

La tabella che segue riporta i valori degli indicatori di sostenibilità territoriali normalizzati e le grandezze parziali utilizzate per il loro calcolo, con riferimento all'involuppo delle aree di studio di tutti gli interventi in valutazione presenti sul territorio di ognuna dei territori corrispondenti alle aree geografiche (Nord Ovest, Nord, Nord Est, Centro, Sud, Sicilia, Sardegna) definite per la presentazione degli interventi nel PdS 2012.

Si sottolinea come la sezione I del PdS 2012 non comprenda interventi in valutazione nelle aree "Nord Est" e "Sardegna".

Tabella 3-18 Indicatori di sostenibilità territoriali aggregati per area

Codice indic.	Denominaz. indicatore	Descrizione Valori	u.m.	Nord Ovest	Nord	Centro	Sud	Sicilia
A01	Aree di pregio per la biodiversità	Aree di pregio R1	m <sup>2</sup>	72.645.433	0	264.212.636	847.149.423	823.196.415
		Aree di pregio R2	m <sup>2</sup>	0	0	165.811.204	223.648.874	285.306.189
		Somma pesata	m <sup>2</sup>	72.645.433	0	380.280.479	1.003.703.635	1.022.910.748

Codice indic.	Denominaz. indicatore	Descrizione Valori	u.m.	Nord Ovest	Nord	Centro	Sud	Sicilia
		aree						
		Valore normalizzato	adim	<b>0,90</b>	<b>1,00</b>	<b>0,85</b>	<b>0,89</b>	<b>0,84</b>
A03	Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati	Area boschiva interessata	m <sup>2</sup>	308.871.548	7.283.715	240.788.752	461.603.364	584.868.216
		Perc. di area	%	41,6	61,9	9,7	5,2	9,1
		Valore normalizzato	adim	<b>0,58</b>	<b>0,38</b>	<b>0,90</b>	<b>0,95</b>	<b>0,91</b>
A04	Superfici naturali e seminaturali interessate	Area naturali e seminaturali interessate	m <sup>2</sup>	431.784.995	7.272.714	534.908.948	1.149.033.145	1.275.943.399
		Perc. di area	%	58,2	61,8	21,6	13,0	19,8
		Valore normalizzato	adim	<b>0,42</b>	<b>0,38</b>	<b>0,78</b>	<b>0,87</b>	<b>0,80</b>
A05	Aree preferenziali	Area preferenziale interessata	m <sup>2</sup>	95.437.180	3.835.155	348.834.272	1.214.515.379	575.137.487
		Perc. di area	%	12,9	32,6	14,1	13,8	8,9
		Valore normalizzato	adim	<b>0,13</b>	<b>0,33</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,09</b>
A06	Reti ecologiche interessate	Area occupata da reti ecologiche	m <sup>2</sup>	171.676.884	3.936.894	745.963.390	1.893.190.209	1.986.847.714
		Perc. di area	%	23,1	33,4	30,2	21,5	30,9
		Valore normalizzato	adim	<b>0,77</b>	<b>0,67</b>	<b>0,70</b>	<b>0,79</b>	<b>0,69</b>
S01	Pressione territoriale	Area intervento	m <sup>2</sup>	742.247.629	11.773.467	2.473.021.732	8.822.336.314	6.435.450.942
		Perc. su comuni interessati	%	38,1	18,5	28,3	25,7	21,5
		Valore normalizzato	adim	<b>0,62</b>	<b>0,82</b>	<b>0,72</b>	<b>0,74</b>	<b>0,79</b>
S03	Urbanizzato-edificato	Area edificate	m <sup>2</sup>	18.982.206	1.245.539	27.204.265	127.352.744	24.792.489
		Perc. di area	%	2,6	10,6	1,1	1,4	0,4
		Valore normalizzato	adim	<b>0,97</b>	<b>0,89</b>	<b>0,99</b>	<b>0,99</b>	<b>1,00</b>
S04	Aree idonee per rispetto CEM	Area non edificata in area di rispetto	m <sup>2</sup>	511.313.200	8.618.800	1.968.500.000	6.410.536.800	5.035.964.400
		Perc. di area	%	68,9	73,2	79,6	72,7	78,3
		Valore normalizzato	adim	<b>0,69</b>	<b>0,73</b>	<b>0,80</b>	<b>0,73</b>	<b>0,78</b>
S05	Aree agricole di pregio	Area agricole di pregio interessate	m <sup>2</sup>	133.159.544	n.c.	0	n.c.	n.c.
		Perc. sull'area di intervento	%	17,9	n.c.	0,0	n.c.	n.c.
		Valore normalizzato	adi	<b>0,82</b>	<b>n.c.</b>	<b>1,00</b>	<b>n.c.</b>	<b>n.c.</b>
S06	Aree di valore culturale e paesaggistico	Area tutelata interessata	m <sup>2</sup>	502.343.271	8.923.095	1.557.346.069	2.769.557.503	2.581.926.432
		Perc. di area	%	67,7	75,8	63,0	31,4	40,1
		Valore normalizzato	adim	<b>0,32</b>	<b>0,24</b>	<b>0,37</b>	<b>0,69</b>	<b>0,60</b>
S07	Coerenza con il quadro strategico della pianificazione e territoriale e paesaggistica	Area a riqualificazione paesaggistica	m <sup>2</sup>	0	15.904	301.997	0	19.545.170
		Perc. area interessata	%	0	0,1	0,0	0,0	0,3
		Valore normalizzato	adim	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
S08	Elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge	Area di rispetto beni tutelati	m <sup>2</sup>	0	2.886.297	n.c.	273.179.043	n.c.
		Perc. area interessata	%	0,0	24,5	n.c.	3,1	n.c.
		Valore normalizzato	adim	<b>1,00</b>	<b>0,75</b>	<b>n.c.</b>	<b>0,97</b>	<b>n.c.</b>
S09	Interferenza con aree ad	Area a rischio paesaggistico	m <sup>2</sup>	6.993.392	204.306	13.248.539	8.704.131	6.716.882

Codice indic.	Denominaz. indicatore	Descrizione Valori	u.m.	Nord Ovest	Nord	Centro	Sud	Sicilia
	elevato rischio paesaggistico	Percentuale area interessata	%	0,9	1,7	0,5	0,1	0,1
		Valore normalizzato	adim.	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99
S10	Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale	Sup. aree a fruizione turistica e di notevole interesse pubblico	m <sup>2</sup>					
		Percentuale area interessata	%					
		Valore normalizzato	adim					
S11	Aree con buona capacità di mascheramento	Area cartografica	m <sup>2</sup>	742.179.527	11.785.500	2.473.051.500	8.821.500.149	6.435.424.408
		Area reale	m <sup>2</sup>	780.556.525	12.222.700	2.507.180.555	8.902.726.761	6.526.226.755
		Fattore di mascheramento	adim	1,31	1,59	1,17	1,09	1,05
		Valore assoluto	adim	1,38	1,65	1,19	1,10	1,06
		Valore normalizzato	adim	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
S12	Aree con buone capacità di assorbimento visivo	Perc.di area esposta a nord	%	8,1	16,0	12,6	12,6	12,2
		Valore normalizzato	adim	<b>0,08</b>	<b>0,16</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	<b>0,12</b>
S13	Visibilità dell'intervento	Perc.di area visibile	%	78,3	81,5	77,9	90,4	75,4
		Valore normalizzato	adim	<b>0,22</b>	<b>0,19</b>	<b>0,22</b>	<b>0,10</b>	<b>0,25</b>
S14	Intrusione visuale	Numero di attraversamenti idrografia	n.	58,00	6,00	270,00	1.012,00	1.072,00
		Valore normalizzato	adim	<b>0,99</b>	<b>0,93</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>
S15	Distanza dall'edificato	Distanza media dall'edificato	m	693	316	13.237	16.194	7.239
		Valore normalizzato	adim	<b>0,08</b>	<b>0,07</b>	<b>0,48</b>	<b>0,18</b>	<b>0,12</b>
T01	Superfici a pendenza molto elevata	S > 20 < 45%	m <sup>2</sup>	194.238.000	5.540.400	470.302.200	996.324.300	1.274.437.800
		S > 45%	m <sup>2</sup>	167.062.500	1.109.700	37.762.200	120.341.700	75.589.200
		Valore normalizzato	adim	<b>0,59</b>	<b>0,58</b>	<b>0,85</b>	<b>0,91</b>	<b>0,85</b>
T03	Interferenze con infrastrutture	N. interferenze di peso 3	adim	56	0	83	680	514
		N. interferenze di peso 2	adim	2480	16	1283	4165	2273
		Somma totale pesata delle interferenze	adim	5128	32	2815	10370	6088
		Valore normalizzato	adim	<b>0,80</b>	<b>0,92</b>	<b>0,97</b>	<b>0,97</b>	<b>0,97</b>
T04	Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	Aree di tipo R1	m <sup>2</sup>	28.504.771	0	168.082.260	391.149.842	134.623.848
		Aree di tipo R2	m <sup>2</sup>	34.590.567	0	350.425.566	780.324.018	340.972.681
		Somma pesata aree	m <sup>2</sup>	52.718.168	0	413.380.157	937.376.655	373.304.725
		Somma aree	m <sup>2</sup>	63.095.338	0	518.507.827	1.171.473.860	475.596.529
		Valore normalizzato	adim	<b>0,93</b>	<b>1,00</b>	<b>0,83</b>	<b>0,89</b>	<b>0,94</b>
E01	Costo intervento	Superficie occupata da aree ad alto costo per la realizzazione dell'intervento	m <sup>2</sup>	462.865.101	7.313.701	733.703.844	1.566.147.796	1.045.254.585
		Valore normalizzato	adim	<b>0,38</b>	<b>0,38</b>	<b>0,70</b>	<b>0,82</b>	<b>0,84</b>
E02	Costo gestione intervento	Sup.occupata da aree ad alto costo di gestione	m <sup>2</sup>	426.548.702	7.313.701	733.703.844	1.566.147.796	1.045.254.585



Codice indic.	Denominaz. indicatore	Descrizione Valori	u.m.	Nord Ovest	Nord	Centro	Sud	Sicilia
		Valore normalizzato	adim	<b>0,43</b>	<b>0,38</b>	<b>0,70</b>	<b>0,82</b>	<b>0,84</b>
<b>E03</b>	Costo dei ripristini ambientali	Sup.occupata da aree ad alto costo di ripristino	m <sup>2</sup>	478.351.971	8.377.985	587.159.825	1.315.591.209	1.456.914.702
		Valore normalizzato	adim	<b>0,36</b>	<b>0,29</b>	<b>0,76</b>	<b>0,85</b>	<b>0,77</b>
<b>E04</b>	Costo di accessibilità	Distanza media dalle strade	m	533	316	548	809	845
		Valore normalizzato	adim	<b>0,69</b>	<b>0,82</b>	<b>0,68</b>	<b>0,53</b>	<b>0,51</b>

Si sottolinea che l'indicatore S10 non è stato calcolato in quanto i dati necessari risultano parziali o assenti. Per tale indicatore il dato georeferenziato è disponibile esclusivamente per i territori delle regioni Valle d'Aosta e Sardegna, nella quale non ricadono interventi in valutazione nella presente annualità.

### Aggregazione a livello nazionale

La tabella che segue riporta i valori degli indicatori di sostenibilità territoriali normalizzati e le grandezze parziali utilizzate per il loro calcolo, con riferimento all'involuppo delle aree di studio di tutti gli interventi in valutazione presenti sul territorio nazionale.

Tabella 3-19 Indicatori di sostenibilità territoriali aggregati a livello nazionale

Codice indicatore	Denominazione Indicatore	Descrizione Valori	u.m.	Valori
<b>A01</b>	Aree di pregio per la biodiversità	Aree di pregio R1	m <sup>2</sup>	2.007.203.907
		Aree di pregio R2	m <sup>2</sup>	674.766.267
		Somma pesata aree	m <sup>2</sup>	2.479.540.294
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,87</b>
<b>A03</b>	Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati	Area boschiva interessata	m <sup>2</sup>	1.603.415.594
		Percentuale di area	%	8,7
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,91</b>
<b>A04</b>	Superfici naturali e seminaturali interessate	Aree naturali e seminaturali interessate	m <sup>2</sup>	3.398.943.200
		Percentuale di area	%	18,4
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,82</b>
<b>A05</b>	Aree preferenziali	Area preferenziale interessata	m <sup>2</sup>	2.237.759.473
		Percentuale di area	%	12,1
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,13</b>
<b>A06</b>	Reti ecologiche interessate	Area occupata da reti ecologiche	m <sup>2</sup>	4.801.615.090
		Percentuale di area	%	26,0
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,74</b>
<b>S01</b>	Pressione territoriale	Area intervento	m <sup>2</sup>	18.484.830.084
		Percentuale su comuni interessati	%	24,6
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,75</b>
<b>S03</b>	Urbanizzato-edificato	Aree edificate	m <sup>2</sup>	199.577.242
		Percentuale di area	%	1,1
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,99</b>
<b>S04</b>	Aree idonee per rispetto CEM	Area non edificata in area di rispetto	m <sup>2</sup>	13.934.933.200
		Percentuale di area	%	75,4
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,75</b>
<b>S05</b>	Aree agricole di pregio	Aree agricole di pregio interessate	m <sup>2</sup>	133.159.544
		Percentuale sull'area di intervento	%	0,7
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,99</b>
<b>S06</b>	Aree di valore culturale e paesaggistico	Area tutelata interessata	m <sup>2</sup>	7.420.096.370
		Percentuale di area	%	40,1
		Valore normalizzato	adim.	<b>0,60</b>

Codice indicatore	Denominazione Indicatore	Descrizione Valori	u.m.	Valori
S07	Coerenza con il quadro strategico della pianificazione territoriale e paesaggistica	Area a riqualificazione paesaggistica	m <sup>2</sup>	19.863.072
		Percentuale area interessata	%	0,1
		Valore normalizzato	adim.	1,00
S08	Elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge	Area di rispetto beni tutelati	m <sup>2</sup>	276.065.340
		Percentuale area interessata	%	1,5
		Valore normalizzato	adim.	0,99
S09	Interferenza con aree ad elevato rischio paesaggistico	Area a rischio paesaggistico	m <sup>2</sup>	35.867.250
		Percentuale area interessata	%	0,2
		Valore normalizzato	adim.	0,99
S10	Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale	Sup. aree a fruizione turistica e di notevole interesse pubblico	m <sup>2</sup>	
		Percentuale area interessata	%	
		Valore normalizzato	adim.	
S11	Aree con buona capacità di mascheramento	Area cartografica	m <sup>2</sup>	18.483.941.084
		Area reale	m <sup>2</sup>	18.728.913.296
		Fattore di mascheramento	adim.	1,10
		Valore assoluto	adim.	1,11
		Valore normalizzato	adim.	0,00
S12	Aree con buone capacità di assorbimento visivo	Percentuale di area esposta a nord	%	12,3
		Valore normalizzato	adim.	0,12
S13	Visibilità dell'intervento	Percentuale di area visibile	%	83,0
		Valore normalizzato	adim.	0,27
S14	Intrusione visuale	Numero di attraversamenti idrografia	n.	2.418,00
		Valore normalizzato	adim.	0,98
S15	Distanza dall'edificato	Distanza media dall'edificato	m	37.679
		Valore normalizzato	adim.	0,20
T01	Superfici a pendenza molto elevata	S > 20 < 45%	m <sup>2</sup>	2.940.842.700
		S > 45%	m <sup>2</sup>	401.865.300
		Valore normalizzato	adim.	0,87
T03	Interferenze con infrastrutture	N. interferenze di peso 3	adim.	1333
		N. interferenze di peso 2	adim.	10217
		Somma totale pesata delle interferenze	adim.	24433
		Valore normalizzato	adim.	0,96
T04	Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	Aree di tipo R1	m <sup>2</sup>	722.360.722
		Aree di tipo R2	m <sup>2</sup>	1.506.312.833
		Somma pesata aree	m <sup>2</sup>	1.776.779.705
		Somma aree	m <sup>2</sup>	2.228.673.554
		Valore normalizzato	adim.	0,90
E01	Costo intervento	Superficie occupata da aree ad alto costo per la realizzazione dell'intervento	m <sup>2</sup>	3.815.285.026
		Valore normalizzato	adim.	0,79
E02	Costo gestione intervento	Sup.occupata da aree ad alto costo di gestione	m <sup>2</sup>	3.778.968.627
		Valore normalizzato	adim.	0,80
E03	Costo dei ripristini ambientali	Sup.occupata da aree ad alto costo di ripristino	m <sup>2</sup>	3.846.395.691
		Valore normalizzato	adim.	0,79
E04	Costo di accessibilità	Distanza media dalle strade	m	753
		Valore normalizzato	adim.	0,56

Nel RA 2012 tali valori sono stati analizzati e sono state riportate considerazioni relative all'andamento degli indicatori, afferenti alle quattro dimensioni della sostenibilità, nelle aree geografiche in cui è stato suddiviso il territorio nazionale, confrontando i valori normalizzati e le grandezze parziali utilizzate per il loro calcolo. Sono stati evidenziati, in particolare, i valori che indicano l'interessamento di aree particolarmente sensibili, le quali dovranno essere tenute in particolare considerazione nello sviluppo delle successive fasi progettuali degli interventi.

## 4 Mitigazioni a livello di Piano

Ferma restando l'esigenza di garantire sempre il rispetto delle disposizioni legislative ad oggi vigenti ed applicabili, la progettazione e realizzazione degli interventi di sviluppo della RTN, ove opportuno, possono essere integrate da misure finalizzate ad accrescere la sostenibilità territoriale e ambientale del Piano, al fine di ridurre e mitigare gli effetti derivanti dalla sua attuazione.

Tali misure possono essere ricondotte ai seguenti ambiti generali:

- nel dialogo costante di Terna con il territorio, attraverso le molteplici collaborazioni in atto con le Amministrazioni statali e territoriali (concertazione);
- nell'ambito della ricerca, anche attraverso il supporto di società, enti e istituzioni qualificate, per attività finalizzate allo studio di soluzioni idonee ad ottimizzare lo sviluppo della RTN compatibile con l'ambiente e il territorio;
- in fase di VAS del Piano, attraverso adeguate analisi ambientali in grado di evidenziare elementi di attenzione da tenere in conto ed approfondire nelle successive fasi di progettazione e realizzazione degli interventi;
- in fase di progettazione e realizzazione degli interventi di Piano, mediante l'adozione di specifiche misure di mitigazione e/o compensazione, da definire in relazione al progetto e al contesto specifici, e di misure finalizzate alla corretta esecuzione dei lavori per la realizzazione dell'opera.

In relazione all'ultimo punto, si evidenzia come, in ottemperanza alle osservazioni avanzate al PdS 2011, siano stati previsti dei paragrafi dedicati alle misure di mitigazione (cfr. § 4.1) e di compensazione (cfr. § 4.2), con particolare riferimento alle componenti Paesaggio e Beni paesaggistici.

### 4.1 Misure di mitigazione a livello di intervento

Il contenimento dell'impatto ambientale e paesaggistico legato alla realizzazione di una nuova infrastruttura, è un obiettivo realizzabile in primo luogo attraverso una corretta progettazione delle opere e delle modalità di realizzazione, condotta per considerare i molteplici aspetti della realtà ambientale e territoriale interessata.

Pertanto è in tale fase che occorre mettere in atto una serie di accorgimenti e di misure di ottimizzazione dell'intervento, al fine di contenerne i possibili effetti negativi sul contesto in cui si inserisce. Durante la progettazione degli interventi, infatti, Terna tiene in considerazione tutti gli

elementi a tutela dell'inserimento ambientale e paesaggistico dell'opera, secondo la linea della sostenibilità ambientale e sociale che da tempo persegue.

In aggiunta ai criteri ed agli accorgimenti adottati in fase di individuazione e scelta dell'ipotesi localizzativa e di successivo sviluppo del progetto, una corretta gestione dei cantieri, nonché la progettazione e implementazione di specifiche misure di mitigazione, contribuiscono a minimizzare ulteriormente l'impatto ambientale-paesaggistico legato alla realizzazione delle opere di sviluppo della RTN. Ulteriori misure sono dunque applicabili in fase di realizzazione, di esercizio e di demolizione dell'opera. Per quest'ultima fase valgono criteri simili o simmetrici a quelli di realizzazione.

Fermo restando che la corretta applicazione dei criteri ERPA per l'identificazione delle ipotesi localizzative a maggiore sostenibilità ambientale già integra la considerazione degli aspetti di rilevanza ambientale, paesaggistica, culturale, si riportano nel seguito alcuni degli accorgimenti progettuali (con riferimento alla definizione del tracciato, alle specifiche tecniche delle strutture e alla gestione della fase di cantiere) e delle misure di mitigazione che Terna adotta nei suoi progetti:

- localizzazione delle opere, per quanto possibile, in ambiti non sensibili dal punto di vista ambientale e paesaggistico e non in aree protette o comunque lungo possibili corridoi ecologici, oltre che esternamente alle immediate vicinanze dei centri abitati;
- consegna di istruzioni specifiche al personale e società impegnate nei lavori per rispetto disposizioni D.Lgs. 42/2004. Al riguardo si sottolinea che Terna ha sviluppato una Istruzione Operativa dal titolo "Gestione degli aspetti ambientali in fase di realizzazione degli impianti", nella quale vengono fornite anche le disposizioni per minimizzare l'impatto sull'ambiente lungo la catena di fornitura;
- realizzazione, per quanto possibile, dell'asse degli elettrodotti in appoggio ad assi o limitari già esistenti (strade, canali, alberature, confini);
- limitazione interferenze con attività esercitate nelle aree di intervento (es. attività agricole);
- posizionamento delle aree cantiere in settori non sensibili: tali aree e le nuove piste e strade di accesso sono generalmente posizionati, compatibilmente con le esigenze tecniche-progettuali, in zone a minor valore vegetazionale;

- limitazione per quanto possibile degli accessi e dell'utilizzo di aree esterne ai cantieri/micro cantieri;
- massimo ricorso alla viabilità esistente, laddove possibile, per l'accesso alle aree di cantiere ed alle opere realizzate, minimizzando la realizzazione di nuove piste di accesso;
- realizzazione di interventi di riqualificazione ambientale nelle aree cantiere; le aree sulle quali sono realizzati i cantieri, vengono generalmente interessate, al termine della realizzazione delle opere, da interventi di riqualificazione ambientale e di ripristino dello stato originario dei luoghi, finalizzati a riportare lo status delle fitocenosi in una condizione il più possibile vicina a quella ante-operam, mediante tecniche progettuali e realizzative adeguate;
- adozione di accorgimenti che favoriscono l'abbattimento delle polveri durante la realizzazione e lo smantellamento delle opere; per evitare disturbo Terna indica, in giornate particolarmente ventose, di abbattere le polveri mediante adeguata nebulizzazione di acqua dolce nelle aree di cantiere e nelle piste di transito delle macchine operatrici;
- opportuna gestione della movimentazione delle terre da scavo, secondo quanto previsto dalla normativa, favorendo il riutilizzo in sito per il reinterro degli scavi nei casi in cui siano esclusi fenomeni di contaminazione.

Per l'individuazione di accorgimenti progettuali e misure di mitigazione specifiche per tipologia di opera si rimanda ai paragrafi 9.1.1.1 ÷ 9.1.1.8 del RA 2012, nei quali sono state sviluppate le analisi dei possibili fattori di impatto e di come minimizzarli per singola componente ambientale.

Si sottolinea che ulteriori e più dettagliate misure vengono definite ed inserite da Terna nella documentazione di VIA di volta in volta, sulla base delle peculiarità proprie di ciascun progetto e delle specifiche realtà territoriali, ambientali e paesaggistiche in cui si inserisce.

Per quanto riguarda la componente "paesaggio", tenuto conto della particolare attenzione dedicata in considerazione della natura delle opere infrastrutturali come elettrodotti e stazioni elettriche, nel seguito vengono fornite indicazioni più specifiche su come Terna considera la componente nelle proprie attività di definizione, realizzazione ed esercizio degli interventi di sviluppo della RTN.

Terna riduce preventivamente gli impatti delle opere sul paesaggio individuando soluzioni localizzative in aree con una buona compatibilità paesaggistica. I criteri (ERPA) che Terna applica e

che sostengono la fase di scelta dell'ipotesi localizzativa, permettono infatti di individuare i percorsi delle linee elettriche o i siti in cui realizzare le opere, che meno interferiscono con la struttura del paesaggio.

Per gli elettrodotti, oltre ad una opportuna definizione del tracciato, Terna pone la sua attenzione nella scelta di sostegni che si inseriscano bene nel territorio. Negli ultimi anni, infatti, Terna ha ampliato le alternative a disposizione, anche ricorrendo alla progettazione di nuovi sostegni da parte di architetti di fama internazionale, come meglio specificato più avanti. In particolare, i **sostegni tubolari** (monostelo) rappresentano un'importante innovazione nella realizzazione delle linee ad alta ed altissima tensione. La soluzione compatta della struttura garantisce, infatti, il minimo ingombro fra tutte le scelte possibili per linee elettriche aeree e, come tali, costituiscono un'alternativa importante, ove praticabile, ai sostegni convenzionali tronco-piramidali.

Le stazioni elettriche hanno, come detto, sull'ambiente ed in particolare sulla componente paesaggistica, impatti rilevanti anche se molto più circoscritti. In aggiunta ad una attenta analisi localizzativa delle strutture, Terna prevede nella maggior parte dei casi piantumazioni arboree di mascheramento.

Nel seguito si riporta un elenco delle attività, accorgimenti e misure di mitigazione che Terna applica nei suoi progetti di sviluppo della rete:

- localizzazione delle opere in aree non visibili da strade panoramiche, strade di fruizione paesistica, centri abitati, zone verdi;
- progettazione delle opere evitando brusche variazioni di tracciato localizzate ed interferenze tra linee;
- localizzazione dei sostegni degli elettrodotti non in prossimità di elementi isolati di particolare spicco (alberi secolari, chiese, cappelle, dimore rurali ecc.);
- localizzazione dei sostegni evitando la sovrapposizione ai punti focali, al fine di limitare l'impatto visivo;
- localizzazione delle opere, per quanto possibile, in ambiti a bassa sensibilità ambientale e paesaggistica e lontano dai centri abitati;
- redazione relazione paesaggistica (ai sensi del DPCM del 12 dicembre 2005) per ogni intervento previsto;
- limitazione dell'impatto visivo degli interventi in caso di vicinanza o diretta prospettiva con immobili tutelati ai sensi del titolo I Parte II del DLgs 42/2004;

- assistenza di esperti botanici e agronomi durante le opere di mitigazione vegetale e reimpianto piante recuperate dai siti di cantiere [...];
- simulazioni fotorealistiche in fase di VIA, per verificare la compatibilità cromatica delle opere in aree di particolare pregio paesaggistico;
- conformità degli assi degli elettrodotti agli andamenti di altre linee fisiche di partizione del territorio, seguendo le depressioni e gli andamenti naturali del terreno;
- verniciatura dei sostegni: l'incidenza visiva dei sostegni costituenti l'elettrodotto è funzione non solo delle dimensioni e quindi dell'ingombro del sostegno stesso, ma anche del colore di cui verranno verniciati i tralicci. L'incidenza visiva dovuta al colore dei sostegni viene mitigata utilizzando colori che ben mimetizzino l'opera, in relazione alle caratteristiche proprie del paesaggio circostante.

Misure che Terna adotta per **ridurre gli impatti delle opere sul paesaggio**, consistono generalmente nell'individuazione e scelta di percorsi in aree con una buona compatibilità paesaggistica e utilizzando tipologie di sostegno che bene si inseriscano nel territorio circostante.

Le principali realizzazioni sono i sostegni tubolari, i sostegni Foster e i sostegni Rosental.

I **sostegni tubolari** (monostelo) rappresentano un'importante innovazione nella realizzazione delle linee ad alta e altissima tensione. Oltre che per la struttura compatta, che garantisce il minimo ingombro, questi sostegni si caratterizzano per:

- minimizzazione dell'ingombro alla base;
- minor impatto visivo, in grado di ridurre l'impatto principale delle nuove linee in aree a particolare interesse paesaggistico.

Anche per la realizzazione di stazioni elettriche, che hanno un impatto rilevante anche se molto più circoscritto, Terna prevede in alcuni casi, interventi di mascheramento, mediante piantumazioni di specie arboree autoctone.

Con lo scopo di ridurre il più possibile la visibilità dell'opera e migliorare l'integrazione nel territorio delle strutture che le compongono, le misure che Terna adotta sono costituite prevalentemente da:

- sistemi di mascheramento;
- realizzazione di nuove strutture, o riqualificazione degli edifici esistenti, mediante tipologie architettoniche in sintonia con il contesto paesaggistico in cui si inseriscono;
- tecniche di ingegneria naturalistica.

È opportuno ribadire che le valutazioni per la compensazione degli impatti necessitano del dettaglio proprio della fase progettuale e della valutazione puntuale degli impatti stessi, determinati dalle azioni di progetto.

A questo fine è rivolta anche l'attività di concertazione e dialogo che Terna sviluppa con gli stakeholder del territorio fin dalle prime fasi della pianificazione delle nuove linee; solo nella fase di VIA, inoltre, tali valutazioni possono trovare la corretta soluzione tecnica da utilizzare come opera di compensazione specifica.

Data la complessità della componente paesaggio, che designa una determinata parte di territorio, determinato dalle sue caratteristiche fisiche e antropiche, è opportuno intervenire attraverso misure mitigative specifiche in relazione alla particolare tipologia di paesaggio.

La definizione del contesto specifico nel dettaglio è lo strumento principale utile a consentire una maggiore integrazione nel territorio delle opere in progetto.

Si deve fare quindi riferimento alle classificazioni in sistemi, ambiti o, più nel dettaglio, unità paesaggistiche, delineate generalmente in sede di pianificazione regionale o provinciale, che ne consentono la valorizzazione qualitativa, la definizione del grado di vulnerabilità e di conseguenza l'individuazione di norme a tutela delle stesse da parte degli Enti competenti.

Operando una schematizzazione e semplificazione delle principali tipologie di paesaggio, allo scopo di fornire un esempio di individuazione degli accorgimenti progettuali preventivi e delle misure di mitigazione attuabili, nella tabella che segue sono state distinte le seguenti macrocategorie:

- Paesaggio Naturale: costituito da valore più o meno elevato di naturalità e seminaturalità, in relazione a caratteri vegetazionali, geologici e morfologici;
- Paesaggio Urbano: caratterizzato da insediamenti storico-culturali o da processi di urbanizzazione recenti;
- Paesaggio Agrario: costituito dalla permanenza e dalla vocazione dell'uso agricolo.

L'individuazione di tracciati in aree con buona compatibilità ambientale e paesaggistica consente di minimizzare gli impatti indotti e di ricorrere in misura minore a interventi di mitigazione, non sempre completamente efficaci in alcuni contesti territoriali specifici. Va sottolineato come Terna persegua la massimizzazione dell'efficacia nella progettazione, attraverso la preventiva localizzazione ottimale delle opere (con la

metodologia dei criteri ERPA), che consente di minimizzare l'impatto piuttosto che mitigarlo.

Nella tabella sono presenti, a titolo di esempio, alcuni degli accorgimenti inerenti la scelta della localizzazione in fase di progettazione dei tracciati e alcune delle misure di mitigazione abitualmente utilizzate nel caso in cui l'opera sia un elettrodotto.

Per quanto riguarda le stazioni elettriche, valgono le stesse considerazioni generali, fermo restando che la localizzazione può essere in alcuni casi specifici maggiormente vincolata da necessità tecniche e che le mitigazioni attuabili consistono essenzialmente nella progettazione di mascheramenti a verde.

Tabella 4-1 Accorgimenti progettuali e misure mitigative per tipologia di paesaggio

Tipologia di Paesaggio	Accorgimenti progettuali e Misure di mitigazione
Paesaggio Naturale	Localizzazione delle opere in aree non visibili da punti focali (strade e punti panoramici collocati in zone verdi di pregio), evitando, laddove possibile, linee di cresta e aree emergenti
	Localizzazione dei sostegni degli elettrodotti lontano da elementi naturali isolati di particolare pregio
	Localizzazione nascosta da quinte arboree o morfologiche
	Interventi di mascheramento, mediante utilizzazione di essenze arboree ed arbustive autoctone
	Localizzazione dell'opera in prossimità di elementi artificiali già presenti per evitare sottrazione di ulteriore suolo e riduzione di vegetazione
	Utilizzo di sostegni monostelo o tipo Foster in luogo dei tralicci tradizionali, laddove tecnicamente possibile
Paesaggio Urbano	Verniciatura dei sostegni idonea a favorire l'inserimento nel contesto territoriale-paesaggistico
	Riduzione dell'aspetto di manufatto industriale, valorizzando uno stile architettonico in sintonia con quello locale, laddove tecnicamente fattibile
	Localizzazione dei sostegni degli elettrodotti non in prossimità di elementi storico-artistici di particolare spicco
	Interventi di mascheramento, mediante utilizzazione di essenze arboree ed arbustive autoctone
	Localizzazione delle opere in aree non visibili da centri abitati
	Localizzazione nascosta da quinte arboree o morfologiche
	Uso di linee interrato, laddove tecnicamente possibile
	Utilizzo di sostegni monostelo o tipo Foster in luogo dei tralicci tradizionali, laddove tecnicamente possibile
Paesaggio Agrario	Verniciatura dei sostegni idonea a favorire l'inserimento nel contesto territoriale-paesaggistico
	Conformità degli assi degli elettrodotti agli andamenti di altre linee fisiche di partizione del territorio, seguendo le depressioni e gli andamenti naturali del terreno
	Localizzazione delle opere in aree non visibili da punti focali (strade e punti panoramici collocati in aree agricole di pregio), evitando linee di cresta e aree emergenti, laddove possibile
	Localizzazione dell'opera in prossimità di elementi artificiali già presenti per evitare sottrazione di suolo adibito ad uso agricolo
	Utilizzo di sostegni monostelo o tipo Foster in luogo dei tralicci tradizionali, laddove tecnicamente possibile
	Verniciatura dei sostegni idonea a favorire l'inserimento nel contesto territoriale-paesaggistico

Si sottolinea che le indicazioni formulate attengono alle fasi, successive alla VAS del Piano di Sviluppo, di progettazione e di esecuzione dei singoli interventi; ulteriori misure saranno pertanto predisposte in fase VIA e in fase esecutiva, specificatamente a ciascun intervento, anche grazie all'utilizzo di adeguate fotosimulazioni che permettano la valutazione, da parte dell'ente competente, dell'efficacia delle soluzioni tecniche proposte e/o richieste.

#### 4.2 Misure di compensazione

Le valutazioni per la compensazione degli impatti generati dalla realizzazione di interventi di sviluppo, necessitano del dettaglio proprio della fase progettuale e della valutazione puntuale degli impatti stessi, determinati dalle azioni di progetto. Solo nella fase di VIA, pertanto, e attraverso un confronto con le autorità competenti e con il territorio, tali valutazioni possono trovare la corretta soluzione tecnica da utilizzare come opera di compensazione. Si evidenzia, infatti, come le

misure di compensazione vengano generalmente definite di concerto con le Amministrazioni territoriali, sulla base di contesti ed esigenze specifiche.

A livello di VAS del Piano è possibile indicare le tipologie di misure di compensazione che Terna realizza più comunemente nell'ambito dei suoi progetti di sviluppo della RTN. Si tratta di iniziative, spesso sviluppate in collaborazione con associazioni ambientali o enti di gestione di aree naturali protette, tese a realizzare:

- interventi di ripristino ambientale-naturalistico in aree protette e/o di pregio paesaggistico (es. Parchi nazionali, Parchi regionali, oasi WWF, etc.);
- interventi di riqualificazione paesaggistica-ambientale;
- ripristino, incremento e miglioramento di fasce ripariali;
- rimboschimenti;
- ricostituzione di zone umide;
- realizzazione di fontanili, muretti a secco o altri manufatti dell'agricoltura tradizionale, con funzioni ecologiche;
- realizzazione di recinzioni in stile appropriato, su ambiti particolarmente vulnerabili e sensibili;
- progetti di realizzazione di infrastrutture per la gestione delle aree naturali protette ed in

particolare per migliorarne la fruizione turistica compatibile;

- programmi di monitoraggio ambientale, con particolare riferimento ai comportamenti dell'avifauna;
- interventi per favorire la nidificazione dell'avifauna;
- sviluppo di servizi e strutture per attività didattiche e di ricerca scientifica in aree con elevate caratteristiche ecologiche;
- sviluppo di servizi e strutture per stimolare il turismo naturalistico.

Vale la pena evidenziare, infine, come alcuni degli interventi previsti da Terna nell'ambito dello sviluppo della RTN, possano rappresentare una sorta di compensazione, in quanto restituiscono aree di territorio liberate da infrastrutture elettriche. In alcuni casi, infatti, gli interventi di razionalizzazione della rete, che prevedono la dismissione di alcune porzioni di rete, grazie alla realizzazione delle nuove infrastrutture, costituiscono di fatto delle misure di compensazione, in quanto compensano l'impegno del territorio da parte della nuova infrastruttura prevista, con la liberazione di altro territorio in precedenza occupato da infrastrutture preesistenti.

Per la descrizione dettagliata delle attività che Terna svolge nell'ambito della sostenibilità territoriale e ambientale del Piano, si rimanda al Capitolo 4 Rapporto Ambientale 2012.



## 5 Portale VAS

Il Portale VAS è un Sistema Informativo Territoriale dedicato al Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, realizzato da Terna sul web (<http://portalevas.terna.it/>) per favorire la consultazione e la condivisione dei dati inerenti la VAS del Piano di Sviluppo, con particolare riferimento alle relative elaborazioni cartografiche.

Gli interventi pianificati sulla rete Terna e valutati in fase di VAS del Piano, vengono pubblicati su web singolarmente, sotto forma di cartografia dinamica ed interrogabile, per agevolare la consultazione dei dati a diversa scala di rappresentazione e con la possibilità di attivare/disattivare i singoli strati informativi. Utilizzando la medesima logica, viene inoltre pubblicata un'area dedicata al Monitoraggio ambientale degli interventi di Piano nelle tre fasi di avanzamento.

Il portale cartografico permette, inoltre, di seguire le performance del piano su base regionale, nella singola dimensione ambientale, sociale, tecnica ed economica, oppure nel suo complesso, utilizzando gli indicatori di valutazione e gli indici sintetici di sostenibilità.

In sintesi attraverso il Portale VAS l'utente può visualizzare, con riferimento a ciascun intervento:

- le caratteristiche generali dell'intervento;
- dati sulla caratterizzazione ambientale dell'intervento;
- i valori degli indicatori di sostenibilità e di monitoraggio;
- gli sfondi cartografici di contesto, che permettono la visualizzazione dei dati ambientali legati ai diversi tematismi.

Lo sviluppo del Portale prevede l'implementazione di ulteriori funzionalità, specificamente rivolte ai soggetti istituzionali coinvolti nel processo di concertazione preventiva degli interventi di sviluppo della RTN che si trovano in concertazione, permettendo la comunicazione e lo scambio di informazioni geografiche e documentali.

Tali funzionalità consentiranno di facilitare la consultazione, lo scambio e l'aggiornamento di informazioni geografiche e documentali e di seguire l'evoluzione cronologica delle diverse fasi, dall'inizio della concertazione fino al monitoraggio post-operam.

Sarà inserita una sezione documentale, in cui sarà possibile consultare documenti relativi alle caratteristiche e allo stato di avanzamento degli interventi.

In risposta alle condizioni e osservazioni espresse nel parere motivato sul PdS 2011 in merito al *Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica* (Parere motivato sul PdS 2011 - decreto DVA-DEC-2012-236 del 31.5.2012), nonché a quelle contenute nel parere espresso sul RP 2012 (Parere n. 978 del 28 giugno 2012 della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS sul RP 2012), nel RA 2012 sono stati inseriti gli approfondimenti richiesti in merito alla introduzione di questi sistemi di accumulo sulla RTN, alle loro caratteristiche specifiche e ai possibili effetti del loro inserimento nel contesto ambientale e paesaggistico.

Inoltre, secondo quanto concordato nell'ambito dell'istruttoria relativa al Rapporto preliminare 2012 (riunione del 3 maggio 2012 presso il MATTM, convocata con nota prot. CTVA-2012-0001480 del 24/04/2012), le direttrici individuate nel PdS 2012 come "critiche" o "potenzialmente critiche" e lungo le quali potranno essere realizzati i sistemi di accumulo diffuso, sono state oggetto di ulteriori analisi che comprendono la caratterizzazione ambientale del corridoio lungo le direttrici esistenti, nonché l'inquadramento ambientale e territoriale dei siti individuati lungo le direttrici stesse (cfr. RA 2012 - Allegato C).

### 6.1 Piano di sviluppo degli interventi

In Italia le linee di indirizzo per il raggiungimento degli obiettivi indicati dall'UE (Dir. 2009/28/CE) sono state recepite nel D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, che sancisce l'impegno da parte dell'Italia a puntare ad una maggiore efficienza nei consumi e ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili.

Tra gli interventi per il conseguimento degli obiettivi sopra indicati, con riferimento alla RTN, è stato previsto il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica (di tipo "diffuso" e "zonale"), oltre alle tradizionali misure di sviluppo della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione.

L'applicazione dei sistemi di accumulo consente il riutilizzo dell'energia accumulata, qualora venisse meno la disponibilità di energia da fonte solare ed eolica. Consente, inoltre, di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente sfruttando meglio la sua capacità, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione di energia rinnovabile e permettendo di fornire servizi di regolazione per migliorare la sicurezza del sistema elettrico.

Il D.Lgs 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di sviluppo della RTN, il gestore del sistema di trasmissione nazionale

può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie.

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".

I sistemi di accumulo diffuso a batteria consentono di immagazzinare adeguati quantitativi di energia, restituendola per varie ore in modo ciclico. Presentano inoltre delle caratteristiche tali che li rendono altamente competitivi rispetto ad altri sistemi.

Tali caratteristiche sono:

- elevata modularità;
- tempi di realizzazione molto contenuti;
- possibilità di localizzazione diffusa sulla rete, in adiacenza o all'interno delle aree di rispetto delle stazioni elettriche esistenti o in prossimità delle linee elettriche esistenti, anche nelle vicinanze dei numerosi punti di immissione dell'energia da FRNP.

I sistemi di accumulo diffuso a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto in considerazione della loro facilità di localizzazione e rapidità di installazione e per il conseguimento dei seguenti obiettivi:

- ridurre o risolvere le criticità derivanti dalle congestioni di rete;
- fornire capacità di regolazione primaria per garantire la stabilità della frequenza;
- approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico;
- livellare i consumi e i relativi picchi.

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.

### 6.1.1 Porzioni di rete critiche e criteri relativi alla localizzazione degli interventi

La figura che segue illustra le principali porzioni di rete AT critiche per l'evacuazione dell'energia eolica al Sud.

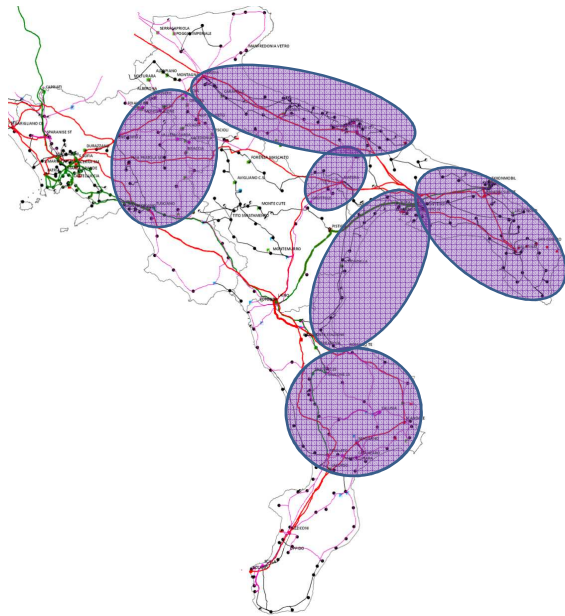


Figura 6-1 Direttrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

Nel seguito si riporta l'elenco delle direttrici della RTN individuate come "critiche" e "potenzialmente critiche" nel Piano di Sviluppo 2012, sulle quali si prevede l'installazione di sistemi di accumulo a batterie. Si precisa, al riguardo, che le direttrici critiche del PdS 2012 comprendono anche le direttrici individuate nel PdS 2011-Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia.

Tabella 6-1 Porzioni di rete critiche nel breve termine

Area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione
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 - Crotona - Isola C.R. - Cutro - Belcastro - Simeri - Catanzaro"
Sicilia	Direttrice 150 kV "Caltanissetta - Petralia - Serra Marrocco - Troina - Bronte - Ucria - Furnari - Sorgente"

\* individuata nel PdS 2011-Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica

Tabella 6-2 Ulteriori porzioni di rete potenzialmente critiche nel breve-medio periodo

Area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione
Centro - Sud	Direttrice 150 kV "Villa S. Maria - Castel di Sangro - Campobasso"
	Direttrice 150 kV "Larino - Ripalimosani - Campobasso"
	Direttrice 150 kV "Larino 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 - Ginosola - Scanzano - Amendolara - Rossano" (Dorsale Jonica)
	Direttrice 150 kV "Scandale - Strongoli - Rossano"
	Direttrice 150 kV "Cetraro - Paola - Amantea - Lamezia - Feroletto"

Area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione
	Direttrice 150 kV "Feroletto SE - S. Eufemia - Jacurso - Girifalco - Soverato"
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"

La dislocazione geografica degli impianti è stata definita sulla base di esigenze di rete, in particolare modo delle necessità di "messa in sicurezza" e "decongestione" sulle direttrici critiche e potenzialmente critiche e di particolari valutazioni costi/benefici.

Il Piano di Sviluppo 2012, come detto, ha individuato le direttrici AT ritenute critiche dal punto di vista del dispacciamento di energia per le motivazioni sopra esposte e quelle definite come "potenzialmente critiche". Sulla base degli scenari legati allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, queste ultime potranno manifestarsi delle criticità che potranno essere risolte attraverso l'installazione di sistemi di accumulo diffuso.

L'esatta dislocazione di tali sistemi di accumulo lungo le direttrici AT individuate, viene definita, secondo le esigenze specifiche delle porzioni di rete. L'obiettivo che si intende conseguire è quello di massimizzare l'utilizzo della produzione da fonti rinnovabili, sfruttando anche l'elevata modularità oltre che la flessibilità di utilizzo dei suddetti sistemi di accumulo, particolarmente idonei per far fronte all'intermittenza della produzione energetica da parchi eolici.

### 6.1.2 Scelta della tecnologia e tipologia di batterie utilizzate

Le tecnologie disponibili per l'accumulo di energia attraverso batterie si dividono in due macrocategorie: sistemi chiamati "Energy Intensive" e sistemi "Power Intensive". I primi consentono di accumulare potenze dell'ordine di decine di MW per lunghi periodi di tempo (8-10 h); i secondi consentono di stoccare alti quantitativi di energia per tempi brevi.

Terna ha orientato la propria scelta verso tecnologie del tipo "Energy Intensive", ovvero tecnologie tali da garantire elevate prestazioni per quanto concerne la quantità di energia stoccabile, oltre che la disponibilità in potenza.

E' stato infatti verificato che sistemi di tipo "Power Intensive", caratterizzati dalla capacità di accumulo e dal rilascio di energia ad alto voltaggio in breve tempo, non risultano idonee in particolare a

soddisfare le esigenze di accumulo legate agli impianti di produzione di energia da fonte eolica.

Questa scelta presenta come effetto benefico indiretto, ma fortemente rilevante rispetto all'ambiente, quello di favorire la produzione da FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili) a scapito delle tradizionali fonti da combustibile fossile, che generano importanti emissioni in atmosfera; a parità di fabbisogno energetico ne deriva pertanto una riduzione del ricorso alle fonti energetiche tradizionali e, di conseguenza, delle emissioni di gas ad effetto serra.

I sistemi di accumulo che Terna ha individuato per risolvere le criticità rilevate, sono di tipo elettrochimico denominati "Sistema di Accumulo Non Convenzionale" (SANC).

Tali sistemi sono contraddistinti dalla possibilità di prevedere installazioni modulari e flessibili, oltre che amovibili. Tali caratteristiche ne rendono possibile l'installazione su una molteplicità di siti e l'eventuale reimpiego in tempi successivi, a seconda delle esigenze che si potrebbero manifestare nel medio/lungo termine; tali sistemi pertanto risultano particolarmente idonei a fronteggiare le criticità suddette.

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.

Tali sistemi sono in grado di immagazzinare energia mediante una reazione elettrochimica che consente la conversione di energia elettrica in energia chimica (fase di carica) e di renderla nuovamente disponibile all'occorrenza ed in tempi rapidissimi tramite la reazione chimica inversa che genera energia elettrica (fase di scarica). Le reazioni elettrochimiche che avvengono sono completamente reversibili ed hanno rendimenti molto elevati.

E' opportuno sottolineare che si tratta di reazioni cosiddette "interne" in quanto avvengono totalmente all'interno di "celle elettrochimiche" (chiuse ed ermetiche) e non si verifica alcun tipo di scambio o influenza verso l'ambiente esterno.

La taglia prevista per ogni insieme di moduli batterie installati in un sito, pari, come detto, a circa 11÷12 MW, coniuga requisiti di efficienza dal punto di vista del loro inserimento nel Sistema Elettrico Nazionale (impianti di taglia inferiore apporterebbero un contributo per il soddisfacimento delle esigenze rilevate sulla RTN molto limitato) e di sicurezza dei sistemi.

- ↔ Impatto permanente
- ~ Impatto temporaneo a breve termine
- ~ Impatto temporaneo a lungo termine





Per ogni sito SANC si prevede un'occupazione di circa 8.000 m<sup>2</sup> di suolo, all'interno dei quali troveranno alloggio diversi componenti la cui installazione è prevista in modalità "da esterno" (i diversi componenti sono posizionati all'aperto e non all'interno di edifici o strutture), in modo tale da minimizzare gli ingombri e la volumetria del sito e, di conseguenza, il suo impatto visivo.

I siti SANC, caratterizzati da elevata modularità, amovibilità e da una considerevole flessibilità di utilizzo, saranno collocati in adiacenza a stazioni elettriche di Terna, qualora disponibili, oppure associati ad opere per la connessione alla RTN, in modo da minimizzare i possibili effetti ambientali.

## 6.2 Analisi dei possibili effetti ambientali

Analogamente a quanto fatto per elettrodotti e stazioni, sono stati individuati i principali fattori di impatto legati alla realizzazione ed esercizio dei sistemi di accumulo diffuso a batteria.

Nel seguito si riporta una matrice che sintetizza i risultati dell'analisi condotta e nella quale sono inoltre stati attribuiti dei giudizi di impatto secondo la scala, alla quale è stata associata una scala cromatica come riportata di seguito.

-  Assenza di possibile impatto
-  Impatto possibile non significativo
-  Impatto possibile basso/trascurabile
-  Impatto possibile significativo

È stato inoltre indicato un periodo temporale di incidenza del potenziale impatto per ciascun fattore secondo la classificazione riportata di seguito.

Fasi del progetto Componenti ambientali	Fase 1 - Installazione sistemi di accumulo diffuso								Fase 2 - Esercizio di sistemi di accumulo diffuso									
	Vegetazione, flora, fauna e biodiversità	Suolo	Acque	Salute umana	Rumore	Qualità dell'aria	Paesaggio	Beni paesaggistici	Beni architettonici, monumentali e archeologici	Vegetazione, flora, fauna e biodiversità	Suolo	Acque	Salute umana	Rumore	Qualità dell'aria	Paesaggio	Beni paesaggistici	Beni architettonici, monumentali e archeologici
Sottrazione di Habitat										?								
Emissione di rumore	?				?									?				
Danneggiamento/asportazione di vegetazione	?																	
Consumo di suolo											?	?						
Impermeabilizzazione di suolo											?	?						
Occupazione di suolo		?									?	?						
Asportazione/movimentazione di suolo		?									?	?						
Incidentale immissione di inquinanti nel suolo		?																
Interferenza con la falda			?									?						
Incidentale immissione di inquinanti in acque sotterranee			?															
Emissioni elettromagnetiche													?					
Potenziali perdite di gas climalteranti															?			
Emissione di inquinanti in atmosfera					?	?												
Sollevamento polveri					?													
Trasformazione del luogo						?										?		
Intrusione visiva							?	?	?							?	?	?
Presenza di nuovi manufatti																?	?	?
Vicinanza/interferenza con il bene								?	?									

Figura 6-2 Giudizio complessivo dei potenziali impatti sulle componenti ambientali, paesaggio e beni culturali

### 6.2.1 Possibili rilasci di inquinanti a seguito di eventi accidentali

In relazione alle possibili conseguenze sull'ambiente potenzialmente legate ad eventi incidentali, sono state analizzate differenti casistiche incidentali, anche estremamente remote ed improbabili, con particolare riferimento ai moduli batteria,, al fine di confermare la validità dei criteri di sicurezza, sia intrinseci che di installazione, adottati.

Premesso che le sostanze presenti ed utilizzate nell'impianto non sono considerate di per sé pericolose per l'ambiente, l'unica componente ambientale che potrebbe essere coinvolta dal rilascio di inquinanti, a seguito di eventi "ragionevolmente ipotizzabili" (frequenza di accadimento superiore a  $10^{-6}$  eventi/anno), è l'atmosfera.

Per le matrici suolo ed acque, infatti, in caso di fuoriuscita accidentale dei prodotti chimici mantenuti fusi all'interno delle batterie, non si avrebbe comunque alcuna diffusione nell'ambiente poiché, a temperatura ambiente questi solidificano.

Per la matrice atmosfera è stato valutato il rilascio, nel caso di evento incidentale remoto, di anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) o acido solfidrico (H<sub>2</sub>S); l'eventuale impatto su tale componente, tenuto conto delle condizioni ambientali di riferimento, rimarrebbe tuttavia circoscritto entro i confini dello stabilimento o in area limitrofa (qualche decina di metri) non urbanizzata.

Impatti di tipologia analoga a quello sopra descritto sono presenti anche in natura nelle emissioni di composti solforati nelle zone vulcaniche e geotermiche.

### 6.2.2 Lo smaltimento dei moduli batteria

La vita utile delle batterie di un impianto SANC è legata, oltre che alle caratteristiche specifiche del prodotto che ne definiscono la massima durata calendariale, alle modalità con le quali quest'ultimo viene esercito. Posto quanto sopra, nel caso specifico, si ipotizza una vita media attesa pari a 15 anni.

I moduli batteria rientrano nella disciplina del decreto 20 novembre 2008 n. 188, che recepisce la Direttiva Europea 2006/66/CE.

I SANC, per loro natura, consentono di avviare a recupero, di volta in volta e secondo specifica necessità, solo i moduli batteria giunti a fine vita.

I moduli batteria degli impianti SANC realizzati e gestiti da Terna, saranno inviati agli impianti di recupero autorizzati (classificazione CER "16.06.05 - altre batterie ed accumulatori") che, a norma del sopra citato D.Lgs 188/2008 (parte B allegato II),

dovranno assicurare il "riciclaggio del 50% in peso medio degli altri rifiuti di pile e accumulatori". La rimanente percentuale sarà inviata a smaltimento secondo le disposizioni normative.

A garantire l'efficacia e l'efficienza dell'intero sistema di raccolta e riciclo è stato istituito, ai sensi del D.lgs. 188/2008, il Centro di coordinamento Pile ed Accumulatori (CdcPA), consorzio privato senza fini di lucro, che ha il compito di ottimizzare le attività dei sistemi collettivi dei produttori di pile ed accumulatori per incrementare costantemente le loro percentuali di raccolta e di riciclo. Il detentore di accumulatori industriali a fine vita che abbia necessità di disfarsene può rivolgersi, per la raccolta e l'invio agli impianti di recupero, direttamente ai produttori e/o ai sistemi aderenti al CdcPA (ad oggi 17) in regime di libero mercato, nel pieno rispetto della normativa vigente.

### 6.2.3 Criteri relativi alla localizzazione degli interventi

Terna ha provveduto a definire i criteri per la localizzazione puntuale dei sistemi di accumulo diffuso nell'ambito delle direttrici sopra identificate, sulla base di elementi di compatibilità ambientale e di fattibilità tecnica ed economica, come di seguito esplicitato.

Il criterio alla base della localizzazione dei sistemi di accumulo è fondato sull'esigenza di installare le batterie lungo le direttrici nei tratti maggiormente critici, come descritto nei paragrafi precedenti.

In primo luogo la localizzazione dei sistemi di accumulo a batterie avverrà, qualora non si riscontrino elementi ostativi di particolare rilevanza, in aree adiacenti alle esistenti Stazioni Elettriche di Terna o in alternativa in aree "sotto linea". Tale criterio è finalizzato a contenere gli impatti legati alle nuove opere, preferendo dunque siti che consentano di utilizzare infrastrutture già presenti al contorno (strade, impianti di trasformazione AT/MT, alimentazioni MT, etc.) per limitare al minimo le opere civili e le altre realizzazioni eventualmente necessarie.

La localizzazione di sistemi SANC in adiacenza alle stazioni, infatti, consente lo sfruttamento, ad esempio, delle connessioni e delle alimentazioni già esistenti; la localizzazione in adiacenza alla linea elettrica, d'altro canto, consente di connettere l'impianto di accumulo alla rete tramite raccordi AT brevissimi, in accordo con un criterio di economicità e rispetto dell'ambiente.

L'intento di Terna di minimizzare qualsiasi forma di impatto ambientale, si tradurrà nel fatto che le scelte localizzative non potranno prescindere dalla verifica dei criteri di idoneità ambientale dei siti potenziali, in particolare, ma non esclusivamente,

sotto i profili paesaggistico, idrogeologico e geomorfologico.

Allo stato attuale è possibile indicare alcuni criteri generali di attrazione che Terna ha individuato per la definizione dei siti idonei ad ospitare i nuovi sistemi di accumulo.

I criteri riportati sono da considerarsi aggiuntivi a quelli a verifica della vincolistica delle aree e della idoneità tecnica e progettuale del sito, in particolare dal punto di vista idrogeologico, a garanzia della stabilità dei versanti e dell'assenza di rischio idraulico nei potenziali siti.

Prima verifica della compatibilità vincolistica e tecnica, i siti preferenziali lungo le direttrici critiche e potenzialmente critiche sono costituiti da:

- aree in adiacenza alle SE esistenti o in aree prossime alla linea elettrica;
- aree extraurbane o scarsamente urbanizzate;
- aree con presenza di viabilità e infrastrutture elettriche;
- aree pianeggianti o con pendenza uniforme;
- aree che favoriscono il mascheramento visivo delle opere.

#### 6.2.4 Criteri relativi al dimensionamento degli interventi

Per ciascuna porzione di rete è stata determinata l'energia che può essere assorbita dai sistemi di accumulo in corrispondenza di riduzioni per congestione di rete dovuta all'elevata produzione da FRNP.

Le valutazioni effettuate, presentate più nel dettaglio nel PdS e nel RA 2012, 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 e limitare l'approvvigionamento di riserva terziaria sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, ma che al contempo può essere utilizzato per compensare la ridotta capacità di regolazione primaria del SEN<sup>5</sup>.

I singoli impianti vengono dimensionati compatibilmente con la tecnologia individuata e in modo tale da costituire, nel loro insieme, una riserva di accumulo di potenza adeguata a fornire i benefici per la rete, nonché i benefici indiretti per

l'ambiente legati alla possibilità di utilizzo di fonti rinnovabili per la copertura di una quota parte della domanda energetica del Paese, già evidenziati. Di conseguenza, si prevede un dimensionamento del singolo impianto dell'ordine di 11÷12 MW di potenza.

#### 6.2.5 I sistemi di accumulo zonale

Nel presente paragrafo vengono riportati i riscontri in merito alle osservazioni del parere motivato sul PdS 2011 in relazione ai sistemi di accumulo zonale, il cui testo è riportato nel seguito.

- *“Quantificare le esigenze di nuovi sistemi di accumulo e definire la ripartizione della capacità di immagazzinamento di energia fra i sistemi di tipo diffuso (batterie) e quelli di tipo zonale (pompaggio idroelettrico)”*

Il Decreto Legislativo 28/2011 prevede il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica, i quali possono essere inclusi nel piano di Sviluppo della RTN con l'obiettivo di massimizzare la produzione da FRNP. Il medesimo provvedimento dispone inoltre che l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas provvederà alla regolamentazione di tali impianti relativamente alla remunerazione degli investimenti, che tenga adeguatamente conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da FRNP e della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere. Il Decreto Legislativo 93/2011 ha poi precisato che la realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio, inclusi nel PdS, sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie, previa individuazione di un soggetto responsabile dell'organizzazione, della sorveglianza e del controllo delle procedure medesime. Ad oggi non sono state disciplinate dalle Autorità competenti né la regolazione della remunerazione degli investimenti in nuovi impianti di pompaggio, né le modalità di svolgimento delle suddette procedure competitive, né è stato individuato il soggetto responsabile delle stesse. Ciò premesso, nel PdS 2012 Terna ha riportato i risultati di studi condotti in merito alle esigenze di regolazione del sistema elettrico nazionale, in cui si è valutato l'effetto che gli impianti di accumulo zonale da pompaggio potrebbero avere sulla rete in seguito ad un forte sviluppo della produzione da fonte rinnovabile non programmabile. Pur essendo state analizzate in generale le esigenze di tali risorse di regolazione a livello di zona di mercato (con particolare riguardo alla zona di mercato Sud e alla zona di mercato Sicilia, caratterizzate da un forte sviluppo delle FRNP con problematiche rispetto alla gestione in sicurezza della rete di trasmissione), nel PdS 2012 Terna non ne ha definito né il dimensionamento tecnico degli stessi, né la soluzione elettrica di collegamento alla Rete, né la localizzazione di

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



massima di tali impianti. Conseguentemente, tenuto anche conto della necessità di completamento dell'attuale quadro normativo, Terna non ha ancora pianificato alcun intervento, né ha previsto investimenti per la realizzazione di impianti di pompaggio sulla RTN.

*- “Il Proponente, in sede di individuazione e localizzazione puntuale dei sistemi di pompaggio dovrà, nelle diverse aree del territorio in cui si reputa necessaria l’installazione dei sistemi di accumulo, definire ragionevoli alternative di intervento che tengano in debita considerazione per la loro localizzazione anche criteri ambientali e effettuare una stima e valutazione dei possibili effetti ambientali”*

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 bene 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 (“Over Generation”) 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.

### 6.2.6 Caratterizzazione ambientale delle direttrici e inquadramento dei siti

In ottemperanza a quanto richiesto dalle Autorità nel parere motivato sul PdS 2011 (osservazione n. 22 del MATTM e n. 11 del MiBAC) e nel parere motivato sul RP 2012 (osservazione n. 22), sono state condotte analisi ambientali sulle aree nelle quali sono state rilevate criticità legate all'immissione di potenza prodotta da FRNP, per le quali sono in corso valutazioni sulla possibilità di installare sistemi di accumulo diffuso a batteria.

L'Allegato C del RA 2012 “Analisi ambientale delle direttrici e inquadramento dei siti”, contiene le analisi ambientali sui corridoi di tutte le direttrici critiche e potenzialmente critiche individuate nel PdS 2012, nonché delle tre direttrici già indicate dal documento integrativo al PdS 2011.

La caratterizzazione ambientale è stata fatta considerando: un'area adiacente alle SE esistenti e sotto linea e individuando un corridoio di 2,5 km per lato dall'elettrodotto esistente, che costituisce un elemento di attrazione. La scelta del corridoio da caratterizzare e analizzare ambientalmente, in relazione all'installazione di batterie lungo le direttrici critiche e potenzialmente critiche, è stata condotta, infatti, considerando come preferenziale il criterio di attrazione legato a siti già infrastrutturati. L'installazione di sistemi di accumulo diffuso in prossimità delle stazioni elettriche o delle linee esistenti, infatti, consente infatti di ridurre i possibili impatti ambientali legati alla realizzazione dei raccordi, alle piste di accesso ai siti e alla fornitura di energia elettrica.

L'area caratterizzata non risulta associata ad un costo ambientale, ed è quindi stata definita considerando un'ampiezza sufficientemente ampia (5 Km totali) per favorire la fase di valutazione.

Nell'ambito del medesimo allegato, inoltre, è stata inserita una descrizione dell'inquadramento dei siti (principali caratteristiche ambientali e territoriali dell'area progettuale e lo studio preliminare della vincolistica e della pianificazione vigenti sul territorio interessato) ad oggi individuati come siti potenziali per l'installazione dei sistemi di accumulo a batteria, lungo due delle direttrici critiche già individuate nel Documento integrativo del PdS 2011 relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica. Tali siti sono riportati nella tabella che segue.

Tabella 6-3 Siti per la possibile installazione di batterie

Direttrice	Sito
Direttrice 150 kV “Benevento II - Montecorvino” *	– Anzano – Flùmeri – Scampitella
Direttrice 150 kV “Benevento - Volturara - Celle San Vito” *	– Addenza – Ginestra – Faeto

\* individuata nel PdS 2011 - Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica

## 7 Piano di monitoraggio

Il monitoraggio dell'attuazione di piani e programmi nell'ambito della VAS è previsto dall'art. 18 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii. Gli aspetti principali di cui, secondo la normativa, è necessario tener conto nella definizione e nell'attuazione del monitoraggio VAS sono i seguenti:

- il riferimento alle strategie di sviluppo sostenibile al cui monitoraggio complessivo devono contribuire i monitoraggi dei singoli piani e programmi;
- il monitoraggio inteso come un sistema di supporto alle scelte, che deve accompagnare l'intero ciclo di attuazione dei piani e programmi.
- Il monitoraggio dell'attuazione del PdS 2012 è stato strutturato facendo riferimento ai due punti sopra riportati, con lo scopo di:
- verificare la coerenza del presente sistema di monitoraggio con gli obiettivi definiti dai documenti guida in materia di sostenibilità;
- verificare l'avanzamento dell'attuazione del Piano attraverso la progressiva evoluzione degli interventi previsti.

Recependo quanto discusso durante gli incontri presso il MATTM per discutere i temi principali legati alla VAS del PdS della RTN, il piano di monitoraggio proposto nel RA 2012 è strutturato in due passaggi complementari:

- uno a livello di attuazione degli interventi di Piano localizzati sul territorio (dimensione delle singole opere);
- uno a livello di sintesi del Piano nel suo complesso (dimensione di Piano).

Il monitoraggio VAS del PdS, infatti, deve interessare sia la dimensione di Piano nel suo complesso, sia la dimensione di Piano a livello delle singole opere (interventi) che lo compongono. I due livelli si integrano, al fine di fornire un orientamento della pianificazione futura che consideri tutti gli aspetti relativi al PdS della RTN.

Il primo stadio del monitoraggio, con riferimento al PdS 2012, considera il dettaglio dei singoli interventi, monitorandone l'evoluzione nel tempo, attraverso la verifica della congruenza tra le

caratteristiche dei medesimi definite in ambito di VAS e la loro progressiva realizzazione sul territorio.

Il secondo stadio del monitoraggio considera la dimensione complessiva del Piano di Sviluppo e le sue prestazioni in termini di sostenibilità utilizzando sia indicatori non legati alla localizzazione delle opere che compongono il Piano, sia indicatori territoriali riferiti alle opere ma aggregati a livello di area vasta.

### 7.1 Indicatori per il monitoraggio

Il set di indicatori che sarà applicato per le attività di monitoraggio relative al Piano di Sviluppo 2012, deriva da quello proposto dalla Commissione VAS nell'ambito dello specifico Gruppo di Lavoro, direttamente o mediante l'utilizzo di proxy o revisione del metodo di calcolo.

Come anticipato, rispetto a quanto previsto nel RA 2011 e successivamente applicato (i valori degli indicatori di monitoraggio sono stati pubblicati nel Portale VAS dal mese di settembre 2011), è stata effettuata una revisione degli indicatori, con lo scopo di uniformare il set di indicatori utilizzati per la valutazione del piano e per il monitoraggio e di integrarlo per aumentarne l'efficacia nel fornire informazioni più idonee e complete per le attività di valutazione previste dal processo di VAS, nonché per evitare eventuali sovrapposizioni. In particolare, si è fatto riferimento agli indicatori di sostenibilità utilizzati per la valutazione del PdS 2011, individuando fra questi quelli idonei per il monitoraggio e utilizzabili a tutti i livelli di sviluppo degli interventi, al fine di rendere confrontabili i risultati dei diversi livelli di attuazione.

Gli indicatori che saranno applicati nel monitoraggio coincidono dunque con gli indicatori di sostenibilità territoriali presentati nella Tabella 3-1.

Gli indicatori che saranno applicati agli interventi monitorati ed il loro legame con quelli inizialmente proposti, sono riportati nel seguito e descritti in dettaglio nell'Allegato B insieme alle relative modalità di calcolo e normalizzazione.

Nella tabella che segue si riporta l'elenco degli indicatori ed il loro eventuale legame con gli indicatori di monitoraggio previsti nel RA del PdS 2011.

Tabella 7-1 Indicatori applicati per il monitoraggio

Codice 2011	Codice 2012	Definizione
MA01	A01	Aree di pregio per la biodiversità
-	A02	Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità
MA03	A03	Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati

Codice 2011	Codice 2012	Definizione
MA20	A04	Superfici naturali e seminaturali interessate
MA06	A05	Aree preferenziali
-	A06	Reti ecologiche interessate
MA54 e MA55	A07	Attraversamento di reti ecologiche
MS02	S01	Pressione territoriale
-	S02	Pressione relativa dell'intervento
MS04	S03	Urbanizzato – Edificato
MS03	S04	Aree idonee per rispetto CEM
-	S05	Aree agricole di pregio
MS06	S06	Aree di valore culturale e paesaggistico
-	S07	Coerenza con il quadro strategico della pianificazione territoriale e paesaggistica
-	S08	Elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge
-	S09	Interferenza con aree ad elevato rischio paesaggistico
-	S10	Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale
-	S11	Aree con buona capacità di mascheramento
-	S12	Aree con buone capacità di assorbimento visivo
MS13	S13	Visibilità dell'intervento
MS51	S14	Intrusione visuale
MS04	S15	Distanza media nell'area di intervento dall'edificato più vicino
-	T01	Superfici a pendenza molto elevata
-	T02	Non-linearità
-	T03	Interferenze con infrastrutture
MT07	T04	Aree ad elevata pericolosità idrogeologica
-	E01	Costo intervento
-	E02	Costo gestione intervento
-	E03	Costo dei ripristini ambientali
-	E04	Costo di accessibilità

## 7.2 Relazione tra indicatori e obiettivi di sostenibilità

Gli indicatori sopra riportati sono stati ritenuti idonei a valutare le interferenze che i determinanti e le azioni di piano potranno avere sull'ambiente, con riferimento agli obiettivi di sostenibilità e agli obiettivi di VAS derivati dalle strategie europea e nazionale per lo sviluppo sostenibile.

Nel seguito è stata riportata in forma tabellare la relazione tra gli indicatori utilizzati per il monitoraggio e gli obiettivi di sostenibilità; tale schema servirà nella fase di attuazione del monitoraggio per verificare la coerenza dell'evoluzione dei valori degli indicatori con gli obiettivi di sostenibilità derivanti dalle principali politiche in materia.

Tabella 7-2 Relazione tra obiettivi di sostenibilità e indicatori di monitoraggio

Tematica strategica	Obiettivo generale di sostenibilità	Indicatori di monitoraggio (2011)	Indicatori di sostenibilità (2012)
Conservazione e gestione delle risorse naturali	Migliorare la gestione ed evitare il sovrasfruttamento delle risorse naturali rinnovabili (biodiversità)	MA01: Aree di pregio per la biodiversità MA03: Superficie boschiva interessata MA20: Superfici naturali e seminaturali interessate MA54: Aree di passaggio preferenziale per gli uccelli MA55: Superfici IBA	A01: Aree di pregio per la biodiversità A02: Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità A03: Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati A04: Superfici naturali e seminaturali interessate A06: Reti ecologiche interessate A07: Attraversamento di reti ecologiche S05: Aree agricole di pregio E03: Costo dei ripristini ambientali
Conservazione e gestione delle risorse naturali	Migliorare la gestione ed evitare il sovrasfruttamento delle risorse naturali rinnovabili (atmosfera)	MS04: Urbanizzato – Edificato MA06: Aree preferenziali	S02: Pressione relativa dell'intervento S03: Urbanizzato – Edificato A05: Aree preferenziali T03: Interferenze con infrastrutture
Salute pubblica	Mantenere i livelli di esposizione ai CEM sotto i limiti che garantiscono l'assenza di effetti nocivi per la salute umana	MS04: Urbanizzato – Edificato MS03: Aree idonee per rispetto CEM MS04: Distanza media nell'area di intervento dell'edificato più vicino	S02: Pressione relativa dell'intervento S03: Urbanizzato – Edificato S04: Aree idonee per rispetto CEM S15: Distanza media nell'area di intervento dell'edificato più vicino T03: Interferenze con infrastrutture
	Sviluppare politiche di crescita sostenibile, aumentando la qualità della vita della popolazione mediante il soddisfacimento delle esigenze economiche, sociali ed ambientali della società minimizzando i loro impatti indesiderabili	-	E01: Costo intervento E02: Costo gestione intervento E04: Costo di accessibilità
Conservazione e gestione delle risorse naturali	Migliorare la gestione ed evitare il sovrasfruttamento delle risorse naturali rinnovabili (suolo)	MA06: Aree preferenziali MA54: Aree di passaggio preferenziale per gli uccelli MA55: Superfici IBA MS02: Pressione territoriale MT07: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	A05: Aree preferenziali A06: Reti ecologiche interessate A07: Attraversamento di reti ecologiche S01: Pressione territoriale S05: Aree agricole di pregio T01: Superfici a pendenza molto elevata T02: Non-linearità T04: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica E03: Costo dei ripristini ambientali
Conservazione e gestione delle risorse naturali	Migliorare la gestione ed evitare il sovrasfruttamento delle risorse naturali rinnovabili (acqua)	MT07: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	T01: Superfici a pendenza molto elevata T04: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica

Tematica strategica	Obiettivo generale di sostenibilità	Indicatori di monitoraggio (2011)	Indicatori di sostenibilità (2012)
Conservazione e gestione delle risorse naturali	Raggiungere livelli di qualità dell'aria che non comportano impatti negativi significativi per la salute umana e gli ecosistemi (limiti alle concentrazioni e alle emissioni)	MA01: Aree di pregio per la biodiversità MA06: Aree preferenziali MA54: Aree di passaggio preferenziale per gli uccelli MA55: Superfici IBA MS04: Urbanizzato – edificato MS03: Aree idonee per rispetto CEM MS04: Distanza media nell'area di intervento dell'edificato più vicino	A01: Aree di pregio per la biodiversità A02: Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità A05: Aree preferenziali A06: Reti ecologiche interessate A07: Attraversamento di reti ecologiche S02: Pressione relativa dell'intervento S03: Urbanizzato – Edificato S04: Aree idonee per rispetto CEM S15: Distanza media nell'area di intervento dell'edificato più vicino T03: Interferenza con infrastrutture
Cambiamenti climatici e energia pulita	Ridurre le emissioni di gas serra	<i>Non riferibile a indicatori di sostenibilità. Si vedano in proposito gli indicatori di Piano IPO1 e IPO2</i>	<i>Non riferibile a indicatori di sostenibilità. Si vedano in proposito gli indicatori di Piano IPO1 e IPO2</i>
Risorse culturali e paesaggio	Tutelare e valorizzare il paesaggio ed i tutti i beni culturali presenti nel territorio interessato da piani e progetti	MA06: Aree preferenziali MS06: Aree di valore culturale e paesaggistico MS13: Visibilità dell'intervento MS51: Intrusione visuale	A05: Aree preferenziali S06: Aree di valore culturale e paesaggistico S07: Coerenza con il quadro strategico della pianificazione territoriale e paesaggistica S08: Elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge S09: Interferenza con aree ad elevato rischio paesaggistico S10: Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale S11: Aree con buona capacità di mascheramento S12: Aree con buone capacità di assorbimento visivo S13: Visibilità dell'intervento S14: Intrusione visuale

### 7.3 L'applicazione del monitoraggio nella VAS del PdS 2012

#### 7.3.1 Il monitoraggio nella dimensione delle singole opere

Il monitoraggio dell'attuazione degli interventi riguarda la verifica della congruenza tra le caratteristiche degli interventi definite in ambito di VAS e quelle che si manifestano durante le fasi successive di sviluppo, fino alla posa in opera sul territorio (concertazione, autorizzazione, realizzazione).

Per ciò che attiene alla procedura di VAS il monitoraggio dell'attuazione degli interventi pianificati si deve esplicitare nella verifica della conformità tra l'alternativa localizzativa concertata con il territorio (corridoi e fascia di fattibilità), lo sviluppo della stessa nel corso della fase progettuale, a seguito della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, e la successiva realizzazione dell'intervento stesso: questo consente di valutare se il tracciato di progetto si sviluppa nell'ambito e in coerenza con l'ipotesi localizzativa scaturita dalla VAS e dal processo concertativo.

L'obiettivo è anche quello di verificare come l'impatto previsto in fase di VAS sia coerente con l'impatto verificato in fase di attuazione del Piano. La verifica viene realizzata attraverso il calcolo degli indicatori di monitoraggio, effettuato sugli interventi a partire dalla dimensione di corridoio fino alle successive fasi di progettazione, autorizzazione, realizzazione e si determina attraverso il calcolo degli specifici indicatori nelle fasi *ex ante* (intervento a livello di corridoio e di fascia di fattibilità), *in itinere* (intervento autorizzato) ed *ex post* (intervento realizzato). Eventuali scostamenti possono rappresentare utili indicazioni per il riorientamento del Piano e l'eventuale implementazione dei criteri ERPA.

Per il calcolo degli indicatori nei tre momenti del monitoraggio, si fa riferimento ad aree omogenee, costituite dai corridoi e dalle fasce di fattibilità o, in assenza di queste, dalle aree di rispetto dei tracciati.

Si sottolinea che le modalità di svolgimento del monitoraggio (*ex ante*, *in itinere*, *ex post* e relativi indicatori), derivano dal confronto attuato, nell'ambito dello specifico GdL Monitoraggio, fra l'Autorità competente, il MiBAC, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), la Commissione VAS e il Proponente.

Il set di indicatori è univoco e valido per tutte le tipologie di intervento, elettrodotto o stazione.

Per gli elettrodotti l'area di intervento sulla quale vengono calcolati gli indicatori, è costituito dal corridoio e dalla fascia di fattibilità del tracciato per il livello *ex ante*, il tracciato autorizzato con la propria fascia di asservimento per il livello *in itinere*, il tracciato realizzato con la propria fascia di asservimento (a partire dal progetto esecutivo) per il livello *ex post*.

Per le stazioni elettriche si considera l'ipotesi localizzativa (sito), così come condivisa nella fase di concertazione per il livello *ex ante*, l'area di stazione così come da progetto per il livello *in itinere* e per il livello *ex post*.

Il monitoraggio presenterà, attraverso dei rapporti periodici ("Rapporti di monitoraggio"), i dettagli relativi alla evoluzione delle scelte localizzative fatte nelle diversi fasi sopra citate ed in particolare agli esiti della concertazione. All'interno dei Rapporti di monitoraggio i dettagli riferiti all'avanzamento dei singoli interventi di sviluppo, saranno riportati sotto forma di schede, secondo il modello presentato nell'Allegato F del RA 2012.

Saranno valutati eventuali elementi di scostamento rispetto a quanto previsto in fase di VAS (corridoi), verranno analizzate le cause che li hanno generati e saranno valutate azioni di riorientamento dei criteri

e dei metodi che orientano l'attuazione del Piano stesso.

### 7.3.2 Il monitoraggio nella dimensione di Piano

Secondo quanto concordato con le Autorità nell'ambito degli incontri del 26.10.2012 e del 08.10.2012 presso il MATTM (cfr. nota "Promemoria delle riunioni del 26.10.2012 e dell'8.11.2012 tra TERNA, GI VAS, ISPRA, DVA, MIBAC"), il presente Piano prevede, oltre al monitoraggio dei possibili impatti legati ai singoli interventi durante il loro sviluppo, anche il monitoraggio dei possibili impatti complessivi dovuti allo sviluppo di più interventi aggregati su un'area vasta.

L'aggregazione può essere fatta a livello nazionale e/o ad un livello areale minore (aree geografiche o regioni).

Per la fase *ex post* di attuazione degli interventi, in particolare, con riferimento al tracciato dell'opera realizzata, saranno calcolati gli indicatori rispetto ad un'area la cui estensione è indipendente dall'intervento stesso. Tali indicatori saranno diversificati rispetto al set di indicatori di sostenibilità territoriale utilizzati per la valutazione del Piano e per il monitoraggio, e rappresenteranno l'estensione delle opere realizzate su aree di particolare sensibilità ambientale, culturale e paesaggistica con l'estensione totale di tali aree sul territorio di ogni regione o area geografica.

A livello di Piano, inoltre, sarà monitorata l'evoluzione annuale degli indicatori di sostenibilità complessivi, non legati alla localizzazione delle opere (cfr. Tabella 3-2), e saranno integrati eventuali ulteriori informazioni utili a valutare le prestazioni del Piano.

Sarà inoltre verificato lo stato di avanzamento del Piano attraverso l'analisi degli indicatori di processo (cfr. 3.6.1).

### 7.4 Responsabilità, risorse e pubblicazione dei risultati del monitoraggio

Terna ha realizzato, totalmente a proprio carico, un Sistema Informativo Territoriale (SIT) dedicato su webGIS (Portale VAS), direttamente accessibile dal sito [www.terna.it](http://www.terna.it), dal quale è possibile accedere alla cartografia relativa agli interventi monitorati in ambito VAS e valutare i risultati dell'analisi degli indicatori.

A partire dal Piano di Sviluppo 2011, ogni intervento considerato nel monitoraggio di attuazione del PdS può essere analizzato, da un punto di vista cartografico, per modifiche che possono riguardare la realizzazione del progetto sul territorio, o la variazione dei parametri ambientali nel periodo di

costruzione, visualizzati e stimati sulla base dei dati cartografici disponibili.

Gli esiti delle attività di monitoraggio, inoltre, saranno presentati anche nei “Rapporti di monitoraggio”, che Terna redigerà con cadenza annuale, sulla base delle valutazioni effettuate, considerando l’avanzamento dell’attuazione del Piano di Sviluppo.

La redazione dei Rapporti di monitoraggio ha come obiettivo quello di dare evidenza delle attività svolte e delle analisi effettuate, illustrando, commentando e spiegando i risultati del monitoraggio effettuato, allo scopo di rilevare

eventuali scostamenti dagli effetti previsti per l’implementazione del piano e di prevedere idonee misure correttive.

In applicazione di quanto indicato all’art. 18, comma 2 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., con particolare riferimento all’individuazione, da parte del piano o programma, *“delle responsabilità e della sussistenza delle risorse necessarie per la realizzazione e gestione del monitoraggio”* Terna ha assicurato la piena copertura dei costi necessari al monitoraggio, ivi compresa la pubblicazione dei risultati sul portale dedicato.

Questo capitolo si pone l'obiettivo di analizzare e stimare la potenziale incidenza del Piano di Sviluppo (PdS) sulla integrità della Rete Natura 2000 in Italia. L'attuazione dei singoli interventi di sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) che compongono il PdS 2012 e il Piano, nel suo complesso, potrebbero esercitare potenziali effetti sulla conservazione degli habitat e delle specie di interesse comunitario, presenti nei siti (SIC e ZPS) che costituiscono la porzione italiana della Rete Natura 2000.

### 8.1 Criteri adottati

Il principale contributo di Terna ai lavori del Gdl 3 va proprio nella direzione di favorire la distinzione del ruolo della VInCA ai diversi livelli di analisi. Dal RA 2010, infatti, coerentemente con gli esiti dei lavori del citato Gdl 3, la valutazione di incidenza viene estesa alla sezione 1 del Piano di Sviluppo (nuovi interventi) e, più in generale, agli interventi ancora in fase strategica, ponendo le basi per una valutazione di incidenza alla scala vasta, per la valutazione delle aree di studio ad una scala di pertinenza.

Il RA 2012 esegue quindi lo studio per la valutazione di incidenza del PdS 2012 secondo due livelli di analisi: uno a livello di piano nazionale (aree di studio) ed uno a livello di singole previsioni (corridoi e fasce di fattibilità).

Per la VInCA a livello di piano, dal RA2011, per la tutela della conservazione della connettività per specie potenzialmente sensibili alla realizzazione di elettrodotti, viene introdotta la valutazione della presenza degli areali di distribuzione delle specie avifaunistiche. Tali areali di distribuzione, estratti dai lavori per la Rete Ecologica Nazionale di Luigi Boitani (2002), sono attinenti come scala alla suddivisione in regioni biogeografiche proposta nel precedente rapporto ambientale. La valutazione delle interferenze con le rotte migratorie, già proposta da Terna e adatta alla tipologia di analisi in esame, non è al momento applicabile nelle analisi per la mancanza dei relativi dati in formato cartografico digitale<sup>6</sup>. Nel RA2012 la VInCA inoltre propone un'analisi di coerenza della localizzazione degli interventi con gli obiettivi di conservazione e

gestione della Rete Natura 2000, degli habitat e delle specie di interesse comunitario

Per la Vinca a livello di singole previsioni, anche nel RA2012 vengono introdotte alcune modifiche, anche in ottemperanza ad alcune osservazioni rilevate. Il RA introduce inoltre, tra gli indicatori relativi agli habitat (HAB1 e HAB2), un indicatore che fornisce informazioni sul numero di habitat di interesse comunitario presenti nei siti interessati dalle fasce di fattibilità (denominato HAB3), come già previsto per gli indicatori relativi alle specie.

Vengono anche in questa annualità verificata tutti i siti Natura 2000 presenti nel raggio di 2.5 km dai corridoi e dalle fasce di fattibilità, come nei precedenti rapporti, al fine di poter meglio individuare e prevenire eventuali effetti indiretti sui siti medesimi. Terna ritiene adeguato considerare tutti i siti Natura 2000 presenti nel raggio di 2,5 Km dai corridoi e dalle fasce di fattibilità, in quanto gli stessi corridoi possono avere un'ampiezza di alcuni chilometri. Il calcolo indicatori e le valutazioni statistiche effettuati nella valutazione di incidenza del PdS, considerano invece l'eventuale interferenza diretta delle aree di studio degli interventi, già di per sé cautelativamente ampie (corridoi e fasce di fattibilità). La valutazione di incidenza in ambito di VAS del Piano, analizza soprattutto la coerenza tra l'attuazione del Piano stesso e la Rete Natura 2000 e non l'interferenza di ogni singolo intervento del Piano, che rientra invece nella competenza della procedura di VIA. In fase autorizzativa e quindi nell'ambito della procedura di VIA, viene valutata in dettaglio la possibile interferenza di ogni singolo intervento, anche quando non interessa direttamente il sito stesso, considerando anche la maggiore vagilità dell'ornitofauna rispetto ad altre specie animali.

Come si è già detto, gli uccelli rappresentano la classe di vertebrati maggiormente interessata, potenzialmente, dalla presenza di elettrodotti aerei. Infatti, per quanto riguarda l'indicatore SPEC, sono già state inserite nel RA2010 le specie presenti in all. I della Direttiva 79/409/CEE e all. II della Direttiva 92/43/CEE, specie per le quali "devono essere previste misure speciali di conservazione per quanto riguarda l'habitat, al fine di garantire la sopravvivenza e la riproduzione delle stesse nella loro area di distribuzione".

#### 8.1.1 VInCA a livello di piano nazionale: aree di studio/corridoi (Livello A)

Dal RA2010 è stato recepito l'approccio metodologico proposto dal gruppo di lavoro (Gdl 3) del Tavolo VAS nazionale, al fine di consentire la

<sup>6</sup> Terna ha avviato, al riguardo, un'interlocuzione con ISPRA, per valutare la fattibilità di un lavoro organico che possa fornire i dati necessari.



valutazione del PdS nel suo complesso, in relazione a sistemi territoriali univocamente riconoscibili a macroscale.

L'approccio suggerito individua due fasi:

- l'individuazione di macroambiti omogenei, cui fare riferimento per l'analisi;
- l'esame degli elementi ecologici prevalenti per ciascun macroambito di riferimento.

L'individuazione di macroambiti omogenei consente di effettuare l'analisi superando i limiti territoriali legati alle diverse esigenze di sviluppo della rete elettrica e ponendo l'accento sulle unità ambientali a scala vasta. Su tali ambiti si effettua una prima analisi degli elementi ecologici caratterizzanti, indipendentemente dalla tipologia e dalla potenziale localizzazione delle previsioni del PdS. Tale analisi permette di evidenziare caratteristiche ecologiche a livello di macrosistema, che normalmente sfuggono ad un'analisi di maggiore dettaglio. Il punto di partenza diventa quindi la lettura del territorio e delle emergenze naturalistiche caratteristiche, in relazione ai siti, in un'ottica di sistema che permetta di tenere in considerazione anche le proprietà emergenti.

Come macroambiti di riferimento vengono utilizzate le regioni biogeografiche (Figura 8-1) individuate dalla stessa Commissione Europea<sup>7</sup>.

Vengono inizialmente evidenziati gli elementi caratteristici del macroambito in esame, almeno secondo gli elementi principali che seguono.



Figura 8-1 Regioni biogeografiche italiane

Analisi della localizzazione delle tipologie dei Siti Natura 2000 (sensu "Manuale di gestione Siti Natura 2000"), già prevista da Terna come indicatore. Viene considerata anche la georeferenziazione dei siti per verificare la compresenza (o comunque la vicinanza) di siti affini per tipologia, in maniera da individuare aree maggiormente sensibili rispetto a specifici fattori.

Presenza di macrostrutture ecologiche, quali rotte migratorie; tale dato purtroppo non è ad oggi disponibile in maniera georiferita per il territorio nazionale.

Idoneità ambientale: rappresenta lo strumento proposto per una lettura ad ampia scala delle potenzialità faunistiche del territorio. Come specie di riferimento il tavolo VAS suggerisce di utilizzare specie ad ampio home range e con attinenza alla regione biogeografica considerata (ad es. aquila per la regione biogeografica alpina).

Nel RA2011 si è fatto riferimento, per l'idoneità ambientale, ai lavori sulla Rete Ecologica Nazionale dei vertebrati (REN, Boitani et al., 2002), effettuati sull'intero territorio italiano.

Nella presente edizione 2012 del Rapporto Ambientale vengono riportate le statistiche effettuate già dal RA2011, prodotte impiegando gli areali di distribuzione relativi all'avifauna e considerando che l'approccio della REN prende già in considerazione, le potenzialità faunistiche del territorio sulla base dell'idoneità ambientale.

Una volta individuati gli elementi caratterizzanti il macroambito, è possibile valutare le previsioni (aree di studio o corridoi), considerando l'insieme di

7

[http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/sites\\_hab/biogeog\\_regions/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/sites_hab/biogeog_regions/index_en.htm)

tutte le previsioni interne al macroambito e le possibili interferenze con la connettività tra i vari siti presenti. Una Valutazione di Incidenza di questo tipo, calibrata sul livello di scala vasta (livello di Piano), risulta maggiormente in linea con le finalità della VAS, in quanto permette di individuare eventuali possibili criticità, che dovranno essere tenute in conto ed approfondite nelle fasi successive, al fine di attuativo evitare l'interferenza con le criticità individuate.

### 8.1.2 VInCA a livello di singole previsioni: corridoi e fasce di fattibilità (Livello B)

Nel successivo sviluppo della fascia di fattibilità ottimale, all'interno del corridoio preferenziale, è possibile considerare ulteriori elementi territoriali che si rendono disponibili ed apprezzabili ad un livello di scala più grande e, quindi, di maggiore dettaglio.

### 8.1.3 VInCA a livello di progetto: tracciato (Livello C)

Nella fase progettuale, di competenza della procedura di VIA, in cui si definisce il tracciato progettuale con la distribuzione dei singoli sostegni, il livello di scala ancora maggiore risulta idoneo per valutare concretamente la possibilità del singolo progetto di incidere in maniera significativa sullo stato di conservazione degli habitat e delle specie di interesse comunitario, presenti nel/i sito/i Natura 2000 interessato/i, in relazione al dettaglio delle specifiche azioni progettuali.

La seguente tabella "Indicatori per livello di analisi", risultanza dei lavori del Tavolo VAS nazionale e riferimento per la presente impostazione della valutazione di incidenza, riepiloga quanto sopra, riconducendo le quattro colonne (area di studio, corridoio, fascia fattibilità, tracciato) a tre momenti valutativi distinti e associabili, rispettivamente, i primi due alla VAS e il terzo alla VIA.

Tabella 8-1 Indicatori per la VINCA proposti dal gruppo di lavoro 3 del Tavolo VAS nazionale

Livello	VAS		VIA
	A	B	C
Indicatori	Area di Studio/ strategico	Corridoio e Fascia di Fattibilità (strutturale e attuativo)	Tracciato
localizzazione, numero e superficie dei siti della rete Natura 2000 presenti nell'area di studio <sup>8</sup> ;			
tipologie dei siti Natura 2000 presenti e loro distribuzione territoriale (cfr. <i>Manuale gestione Siti Natura 2000</i> );			
presenza di macrostrutture ecologiche, quali rotte migratorie;			
idoneità ambientale			
presenza di altre infrastrutture di notevole portata nei siti della rete Natura 2000 di pertinenza dell'area di studio, al fine di considerare possibili effetti cumulati, derivanti dalla concentrazione territoriale di più infrastrutture			
vulnerabilità dei siti Natura 2000 presenti (cfr. <i>Formulari Standard Natura 2000</i> ).			
presenza di habitat e/o specie prioritari;			
presenza di habitat minacciati (cfr. <i>Libro Rosso Habitat</i> ).			
localizzazione, numero e superficie dei siti della rete Natura 2000 interferiti dal tracciato progettuale			
presenza e distribuzione, all'interno dei siti della rete Natura 2000 interferiti, degli habitat e delle specie di interesse comunitario, con particolare riferimento a quelli prioritari;			
stato di conservazione degli habitat e delle specie di cui al punto precedente			
principali minacce per l'integrità degli habitat e delle specie di cui sopra			

<sup>8</sup> Nel caso del livello A, l'area di studio è rappresentata dall'area biogeografica; nel livello B, l'area di studio è quella che riguarda corridoio e fascia di fattibilità; nel livello C l'area di studio è quella che riguarda il tracciato progettuale.

Livello	VAS		VIA
	A	B	C
Indicatori	Area di Studio/ strategico	Corridoio e Fascia di Fattibilità (strutturale e attuativo)	Tracciato
potenziali interferenze determinate dagli interventi di progetto			
misure di mitigazione e/o compensazione previste			

#### 8.1.4 Aggiornamento metodologico

Per i piani assoggettabili alla procedura di VAS, la Valutazione di Incidenza viene ricompresa nella VAS (Direttiva 2001/42/CE; DPR 120/2003; D.Lgs. 152/2006 e s.m.i).

Il Rapporto Ambientale 2008 ha elaborato per la prima volta uno studio per la valutazione delle possibili incidenze del Piano di Sviluppo sull'integrità strutturale e funzionale dei siti Natura 2000 (cfr. Capitolo 16 del RA 2008).

Il Rapporto Ambientale 2009 ha integrato il precedente, approfondendo lo studio per la Valutazione di Incidenza del Piano secondo le osservazioni ricevute, in particolare articolando progressivi livelli di approfondimento in funzione del progressivo stato di avanzamento degli interventi.

Il RA2012 ha esteso la valutazione ai nuovi interventi del Piano di Sviluppo e, più in generale, agli interventi ancora in fase strategica, iniziando a porre le basi per una valutazione di incidenza a scala vasta, pertinente al livello di Piano. L'approccio proposto prevede tre momenti:

- individuazione di macroambiti omogenei, cui fare riferimento per l'analisi;
- esame degli elementi ecologici prevalenti per ciascun macroambito di riferimento;
- valutazione delle previsioni di sviluppo interne al macroambito, con particolare riferimento agli elementi ecologici caratterizzanti (tipologie dei siti Natura 2000 presenti, idoneità ambientale, ecc.).

Al momento è stato possibile iniziare una caratterizzazione dei macroambiti geografici sulla base delle specie di importanza comunitaria che, grazie alla loro distribuzione, possono caratterizzare i macroambiti stessi e quindi connotarne la sensibilità in funzione della valutazione dei possibili impatti (Tabella 12 - 3). Dal Rapporto Ambientale del Piano di Sviluppo 2011 si è cercato di affinare la distribuzione di queste specie con gli areali di

distribuzione dei vertebrati della Rete Ecologica Nazionale (Boitani, 2002), potendo così dare maggiori informazioni sui potenziali impatti delle aree di studio a livello strategico. Questo tipo di approccio è in linea con la metodologia di valutazione degli habitat già adottata nell'ambito del progetto "Carta della Natura".

Nel RA2011, inoltre, si è caratterizzato il macroambito anche sulla base della localizzazione, del numero e della superficie dei siti della Rete Natura 2000 presenti e sulla loro distribuzione territoriale (vedi Manuale gestione Siti Natura 2000), mettendoli poi in relazione con la distribuzione delle aree di studio sul territorio nazionale e all'interno delle regioni biogeografiche. Tale lavoro viene integralmente ripreso e confermato nel Rapporto ambientale 2012.

Nonostante i criteri localizzativi ERPA che Terna applica nell'individuazione dei corridoi ambientali, è possibile che si verifichino, nelle fasi successive, delle interferenze tra le singole opere e le specie o gli habitat della Rete Natura 2000; per ridurre al minimo tali interferenze, Terna valuta tutte le misure di mitigazione ambientale adottabili in fase progettuale e/o realizzativa dell'opera stessa.

Qualora le misure di mitigazione non fossero sufficienti a ridurre a livelli poco significativi le interferenze, Terna valuta l'adozione di possibili interventi di compensazione ambientale, da intendersi come azioni su ambiti prossimi o distanti dalla linea elettrica, che possono anche non riguardare in senso stretto la linea stessa e le modalità di sua realizzazione.

#### 8.1.5 Caratterizzazione dei macroambiti e valutazione delle aree di studio a livello strategico

Nel "Manuale per la gestione dei siti Natura 2000" (MATTM) vengono proposti dei modelli sintetici di riferimento, in modo da ricondurre ad un numero limitato di tipologie la grande eterogeneità che contraddistingue gli oltre 2000 siti Natura 2000 presenti sul territorio nazionale.

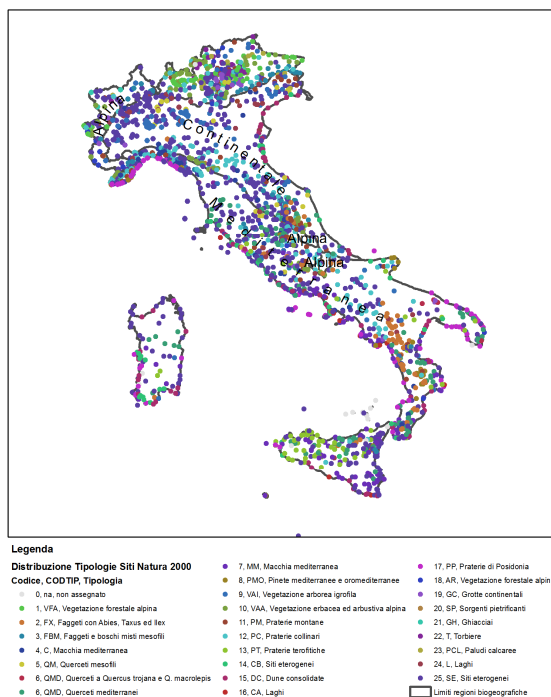


Figura 8-2 Distribuzione territoriale tipologie siti Natura 2000 nei macroambiti biogeografici

Mediante analisi statistica multivariata, i siti sono stati classificati sulla base dei tipi di habitat presenti. Per alcuni siti presi in esame, non è stato possibile individuare una tipologia di riferimento e costituiscono il “gruppo dei siti eterogenei”. La classificazione effettuata sulla matrice siti/habitat ha individuato, oltre al suddetto gruppo dei siti eterogenei, altri 24 gruppi di siti, corrispondenti a tipologie ben individuate, per le quali sono state definite le linee d’intervento che si ritengono utili per una successiva definizione dei singoli piani di gestione. Per ogni tipologia sono state definite le informazioni di sintesi relative agli habitat costituenti, caratteri ecologici e fisici, indicatori, minacce e linee guida di gestione e si rimanda al Manuale delle linee guida per la redazione dei piani di gestione dei siti Natura 2000, per ulteriori approfondimenti.

Le esigenze di sviluppo a livello strategico per i nuovi interventi e per gli interventi appartenenti a

piani già approvati del PdS 2012 comprendono 36 interventi, le cui aree di studio (fusi) risultano distribuite nelle tre regioni biogeografiche (macroambiti) nel modo seguente: 2 ricadono nel macroambito alpino, 2 in quello continentale e 32 in quello mediterraneo.

Le esigenze di sviluppo a livello strutturale comprendono 9 interventi, dei quali 1 ricade nel macroambito alpino, 3 ricadono in quello continentale e 5 in quello mediterraneo.

Le esigenze a livello attuativo, infine, sono due: una nel macroambito continentale e una in quello mediterraneo.

### 8.1.6 Valutazione di incidenza a livello di singole previsioni: corridoi e fasce di fattibilità

Nel seguito sono indicati indicati gli elementi del Piano suscettibili di avere un’incidenza significativa sugli obiettivi di conservazione della Rete Natura 2000. Tali elementi sono identificabili negli interventi del Piano per i quali si prevede un potenziale interessamento di siti Natura 2000 (Tabella 8-2). Si fa riferimento agli interventi in concertazione e, più precisamente, a quelli i cui corridoi o fasce di fattibilità interessano, direttamente o indirettamente, i siti della Rete Natura 2000. Si specifica, a tale proposito, che vengono elencati non solo i siti direttamente interessati, ma anche quelli (indirettamente interessati) che si trovano nelle vicinanze dei corridoi o delle fasce di fattibilità, fino ad una distanza massima di 2,5 km dal margine esterno degli stessi. Si rammenta, a tale proposito, come i corridoi abbiano già un’ampiezza di alcuni chilometri, che si va quindi a sommare alla citata distanza di 2,5 km, allontanando ulteriormente i siti Natura 2000 dalla superficie territoriale che potrà essere realmente interessata dall’intervento come potenziale sottrazione di territorio (vedi paragrafi successivi).

Tabella 8-2 Interventi del PdS 2012 che interessano potenzialmente (in fase strutturale o attuativa) Siti Natura 2000

Area	Nome	Codice	Denominazione	Tipo sito	SIC ZPS	Ha
Nord-Ovest	Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scroccio di Murazzo (CN)	IT1160059	Zone umide di Fossano e Sant’Albano Stura	A	ZPS	37
		IT1160060	Altopiano di Bainale	A	ZPS	736
	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	IT1120003	Monte Fenera	B	SIC	2.548
		IT1130003	Baraggia di Candelo	B	SIC	240
		IT1150001	Valle del Ticino	C	SIC	230
		IT1150001	Valle del Ticino	C	ZPS	230

Area	Nome	Codice	Denominazione	Tipo sito	SIC ZPS	Ha		
		IT1150002	Lagoni di Mercurago	B	SIC	472		
		IT1150004	Canneti di Dormelletto	C	SIC	77		
		IT1150004	Canneti di Dormelletto	C	ZPS	77		
		IT2010502	Canneti del Lago Maggiore	F	ZPS	2		
		IT2080301	Boschi del Ticino	J	ZPS	146		
Centro	Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	IT5310013	Mombaroccio	G	SIC	127		
		IT5310015	Tavernelle sul Metauro	G	SIC	742		
		IT5310022	Fiume Metauro da Piano di Zucca alla foce	C	SIC	291		
		IT5310022	Fiume Metauro da Piano di Zucca alla foce	C	ZPS	291		
		IT5310027	Mombaroccio e Beato Sante	F	ZPS	133		
		IT5310028	Tavernelle sul Metauro	F	ZPS	1.622		
		IT5320009	Fiume Esino in località Ripa Bianca	C	SIC	123		
		IT5320009	Fiume Esino in località Ripa Bianca	C	ZPS	123		
		IT5330011	Monte Letegge - Monte d'Aria	G	SIC	83		
		IT5330013	Macchia delle Tassinete	B	SIC	14		
		IT5330014	Fonte delle Bussare	B	SIC	7		
		IT5330024	Selva dell'Abbadia di Fiastra	B	SIC	274		
		IT5330027	Gola di Sant'Eustachio, Monte d'Aria e Monte Letegge	F	ZPS	81		
		IT5340004	Montagna dei Fiori	C	SIC	12		
		IT5340004	Montagna dei Fiori	C	ZPS	12		
		IT5340005	Ponte d'Arli	B	SIC	217		
		IT5340015	Montefalcone Appennino - Smerillo	B	SIC	548		
		IT7110128	Parco Nazionale Gran Sasso - Monti della Laga	F	ZPS	12.247		
		IT7120081	Fiume Tordino (medio corso)	B	SIC	314		
		IT7120082	Fiume Vomano (da Cusciano a Villa Vomano)	B	SIC	313		
		IT7120201	Monti della Laga e Lago di Campotosto	E	SIC	2.725		
		IT7120213	Montagne dei Fiori e di Campi e Gole del Salinello	E	SIC	88		
		Riassetto rete AT in Umbria		IT5210031	Col Falcone (Colfiorito)	B	SIC	22
				IT5210032	Piani di Annifo - Arvello	E	SIC	32
				IT5210034	Palude di Colfiorito	G	SIC	189
				IT5210036	Piano di Ricciano	B	SIC	101
				IT5210037	Selva di Cupigliolo	B	SIC	331
IT5210038	Sasso di Pale			B	SIC	9		
IT5210041	Fiume Menotre (Rasiglia)			B	SIC	19		
IT5210042	Lecceta di Sassovivo (Foligno)			B	SIC	640		
IT5210072	Palude di Colfiorito			F	ZPS	189		
IT5210079	Castagneti di Morro (Foligno)			B	SIC	12		
Sud	Elettrodotto 150 kV Noci - Martina Franca	IT9120002	Murgia dei Trulli	B	SIC	77		
		IT9130005	Murgia di Sud - Est	E	SIC	5.305		
	Razionalizzazione rete AT	IT9210035	Bosco di Rifreddo	B	SIC	524		

Area	Nome	Codice	Denominazione	Tipo sito	SIC ZPS	Ha
	nell'area di Potenza	IT9210115	Faggeta di Monte Pierfaone	B	SIC	641
		IT9210142	Lago Pantano di Pignola	C	SIC	96
		IT9210142	Lago Pantano di Pignola	C	ZPS	96
		IT9210220	Murgia S. Lorenzo	G	SIC	1.811
		IT9210270	Appennino Lucano, Monte Volturino	F	ZPS	871
		IT9210271	Appennino Lucano, Valle Agri, Monte Sirino, Monte Raparo	F	ZPS	1.885
		IT9220030	Bosco di Montepiano	B	SIC	66
	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	IT9330109	Madama Lucrezia	B	SIC	77
Sicilia	Elettrodotto 150kV Paternò – Belpasso	ITA070025	Tratto di Pietralunga del Fiume Simeto	K	SIC	144
		ITA070029	Biviere di Lentini, tratto mediano e foce del Fiume Simeto e area antistante la foce	J	ZPS	90
	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	ITA010009	Monte Bonifato	B	SIC	323
		ITA010023	Montagna Grande di Salemi	B	SIC	1.227
	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna	ITA020024	Rocche di Ciminna	B	SIC	506
		ITA050002	Torrente Vaccarizzo (tratto terminale)	B	SIC	190
		ITA060001	Lago Ogliastrò	B	SIC	393
	Elettrodotto 380 kV Sorgente-S. Caterina Villarmosa	ITA020040	Monte Zimmarà (Gangi)	E	SIC	1.110
		ITA020041	Monte San Calogero (Gangi)	B	SIC	166
		ITA030005	Bosco di Malabotta	E	SIC	1.090
		ITA030034	Rocche di Roccella Valdemone	E	SIC	709
		ITA030035	Alta Valle del Fiume Alcantara	G	SIC	787
		ITA030036	Riserva naturale del Fiume Alcantara	E	SIC	33
		ITA030038	Serra del Re, Monte Soro e Biviere di Cesarò	G	SIC	1.034
		ITA030043	Monti Nebrodi	F	ZPS	6.637
		ITA050004	Monte Capodarso e Valle del Fiume Imera Meridionale	E	SIC	91
		ITA060003	Lago di Pozzillo	B	SIC	981
		ITA060004	Monte Altesina	B	SIC	1.145
		ITA060006	Monte Sambughetti, Monte Campanito	B	SIC	2.691
		ITA060007	Vallone di Piano della Corte	B	SIC	174
		ITA060008	Contrada Giammaiano	G	SIC	21
		ITA060009	Bosco di Sperlinga, Alto Salso	E	SIC	365
		ITA060013	Serre di Monte Cannarella	B	SIC	700
		ITA060014	Monte Chiapparo	B	SIC	1.533
		ITA060015	Contrada Valanghe	B	SIC	28
	ITA070007	Bosco del Flascio	G	SIC	412	
	ITA070019	Lago Gurrída e Sciare di S. Venera	E	SIC	1.396	
	ITA070026	Forre laviche del Fiume Simeto	B	SIC	658	

Tali interventi sono stati selezionati sulla base della interferenza dei relativi corridoi e/o fasce di fattibilità con i siti Natura 2000 (SIC e ZPS). Coerentemente con il criterio indicato nell'introduzione al presente RA, si sono considerati gli interventi che, nel corso del 2011 e 2012, hanno subito avanzamenti nella fase di concertazione preventiva, mentre per tutti quelli il cui livello di avanzamento è rimasto invariato si rimanda al RA 2011.

### 8.1.7 Conclusioni

Considerando che:

- gli obiettivi dello sviluppo della RTN non contrastano con gli obiettivi di conservazione della Rete Natura 2000, ma tendono sempre di più ad integrarsi efficacemente con essi e con gli obiettivi generali della sostenibilità ambientale (cfr. § 8: Coerenza esterna del PdS);
  - il numero di interventi del PdS che interessano potenzialmente la Rete Natura 2000, nel senso che i relativi corridoi o fasce di fattibilità sono posti a distanza fino a 2500 m attuativo dai siti Natura 2000, è pari a 11;
  - il numero di interventi del PdS che interessano potenzialmente la Rete Natura 2000, perché i relativi corridoi o fasce di fattibilità interferiscono direttamente con i siti Natura 2000, è pari a 9;
  - in Italia sono stati individuati 2.565 siti Natura 2000 per complessivi 7.782.445 ettari (fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare);
  - il numero dei siti potenzialmente e direttamente interessati dal PdS 2012 è pari a 36, di cui 28 SIC, 8 ZPS (tra di essi 2 sono sia SIC che ZPS coincidenti);
  - il numero dei siti potenzialmente e direttamente interessati attuativa dagli interventi del PdS 2012 a livello di fascia di fattibilità è pari a 2, di cui un SIC e una ZPS ;
  - Nel Rapporto Ambientale 2012 vengono analizzati per i potenziali effetti sull'ambiente 43 interventi che hanno subito avanzamenti nella concertazione, di cui 26 nuovi e 17 già proposti in Piani precedentemente approvati;
  - sono 11 gli interventi in fase di concertazione che hanno una potenziale interferenza diretta o indiretta con i siti Natura 2000;
  - l'interferenza potenziale diretta del PdS con la Rete Natura 2000 è stata calcolata in relazione ai corridoi ed alle fasce di fattibilità, che hanno un'ampiezza di molto maggiore a quella che sarà la reale occupazione di suolo da parte dell'intervento, una volta realizzato;
  - in fase di concertazione, ed ancor più in fase di progettazione, è possibile ridurre ulteriormente, se non evitare completamente, le potenziali interferenze al momento ipotizzate;
  - se proprio necessarie, sono state individuate congrue misure di mitigazione, atte a ridurre i potenziali effetti negativi delle infrastrutture della rete elettrica nazionale sugli habitat e le specie di interesse comunitario;
  - sono state inoltre individuate congrue misure di compensazione, atte a garantire la coerenza globale della Rete Natura 2000;
  - la vigente normativa prevede che, qualora nel sito interessato ricadano habitat e/o specie prioritari, il piano possa essere realizzato solo per esigenze connesse alla salute dell'uomo e alla sicurezza pubblica, o per esigenze di primaria importanza per l'ambiente, oppure, previo parere della Commissione Europea, per altri motivi imperativi di rilevante interesse pubblico (D.P.R. 120/2003, art. 6, c. 10);
  - secondo le indicazioni formulate al riguardo dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare l'espressione "*motivi imperativi di rilevante interesse pubblico*" si riferisce a situazioni dove i piani previsti risultano essere indispensabili nel quadro di azioni o politiche volte a tutelare i valori fondamentali della vita umana (salute, sicurezza, ambiente), o fondamentali per lo Stato e la società, o rispondenti ad obblighi specifici di servizio pubblico, nel quadro della realizzazione di attività di natura economica e sociale;
  - Terna S.p.A. è titolare di una concessione dello Stato per erogare, sull'intero territorio nazionale, il servizio di pubblica utilità della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica;
  - la pianificazione e l'attuazione dello sviluppo della RTN è parte integrante e necessaria per l'espletamento di tale servizio pubblico e per il raggiungimento degli obiettivi di sicurezza, continuità, affidabilità ed economicità del servizio stesso.
- Per tutto quanto sopra esposto si ritiene di poter ragionevolmente affermare che il PdS 2012 della RTN non possa esercitare potenziali incidenze significative sull'integrità strutturale e funzionale della Rete Natura 2000. Si consideri, inoltre, come, nelle diverse e progressive fasi di attuazione (individuazione dei corridoi, concertazione delle fasce di fattibilità, progettazione e realizzazione delle opere), il PdS verifica costantemente le ipotesi localizzate nella loro evoluzione, al fine di orientarle verso una sempre maggiore coerenza con gli obiettivi dei piani di gestione dei siti Natura 2000.

Va infine ancora una volta evidenziato che, all'interno della procedura di VIA dei singoli progetti, nell'ambito dello Studio per la Valutazione d'Incidenza delle singole opere che compongono il Piano, saranno sempre effettuati le analisi e gli approfondimenti richiesti ad una maggiore e pertinente scala di dettaglio.