

***Valutazione Ambientale
del Piano di Sviluppo 2010***

RAPPORTO AMBIENTALE
VOLUME NAZIONALE

SOMMARIO

SOMMARIO.....	1
RAPPORTO AMBIENTALE	4
1 INTRODUZIONE	5
2 ASPETTI PROCEDURALI E METODOLOGICI.....	9
2.1 IL PROCESSO DI VAS DEL PIANO DI SVILUPPO	9
2.1.1 QUADRO NORMATIVO E SCHEMA METODOLOGICO.....	9
2.1.2 PROCEDURALIZZAZIONE PROCESSI REGIONALI	9
2.1.3 TIPOLOGIE DI INTERVENTO PREVISTE NEL PIANO DI SVILUPPO	9
2.2 COMPONENTI AMBIENTALI INTERESSATE.....	9
2.2.1 ANALISI DEI POTENZIALI EFFETTI.....	9
2.2.2 STRUMENTI PROGRAMMATICI DI RIFERIMENTO	10
2.2.3 EMISSIONI CLIMALTERANTI.....	14
2.2.4 ENERGIA	14
2.3 CRITERI PER L'INTEGRAZIONE DELL'AMBIENTE	17
2.3.1 CRITERI ERPA.....	17
2.3.2 INTERVENTI TRANSFRONTALIERI.....	21
2.3.3 GENERAZIONE DI ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE	21
2.3.4 INDICATORI E SCHEDE INTERVENTO PER LA VALUTAZIONE E IL CONFRONTO TRA ALTERNATIVE.....	21
2.3.5 INTERVENTI DI RAZIONALIZZAZIONE	25
2.3.6 INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE ELETTRICO-TERRITORIALE-AMBIENTALE	26
2.3.7 FONTI DI DATI	26
3 CONTESTO PROGRAMMATICO E PIANI ENERGETICI REGIONALI	29
3.1 INDIVIDUAZIONE E SCELTA DELLO SCENARIO DI RIFERIMENTO	30
3.1.1 EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA	30
3.1.2 SVILUPPO DEL PARCO PRODUTTIVO.....	30
3.2 PIANO DI SVILUPPO E PIANIFICAZIONE ENERGETICA.....	31
3.2.1 LA PIANIFICAZIONE ENERGETICA A LIVELLO REGIONALE	32
4 SCELTE DI PIANO.....	36
4.1 OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO.....	36
4.2 INTERVENTI PREVISTI DAL PIANO DI SVILUPPO DELLA RTN 2010	37
4.2.1 NUOVI INTERVENTI INTRODOTTI DAL PIANO DI SVILUPPO 2010.....	37

4.2.2	STATO DI AVANZAMENTO DI OPERE APPARTENENTI A PIANI GIÀ APPROVATI.....	40
5	<u>VALUTAZIONE COMPLESSIVA</u>	49
5.1	ELEMENTI DI SOSTENIBILITÀ DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE	49
5.2	ULTERIORI ATTIVITÀ IN CAMPO AMBIENTALE	51
5.3	CONCERTAZIONI REGIONALI	53
5.4	COERENZA INTERNA	56
5.4.1	ASPETTI TECNICI	60
5.4.2	ASPETTI ECONOMICI.....	75
5.4.3	ASPETTI SOCIALI	83
5.4.4	ASPETTI AMBIENTALI.....	101
5.5	APPROFONDIMENTO SUGLI INTERVENTI DI RAZIONALIZZAZIONE.....	107
5.6	APPLICAZIONE DEI CRITERI LOCALIZZATIVI PER GLI INTERVENTI IN CONCERTAZIONE.....	108
5.6.1	AREE DI ESCLUSIONE.....	112
5.6.2	AREE DI REPULSIONE.....	113
5.6.3	AREE DI ATTRAZIONE.....	113
5.7	INDICATORI DI SINTESI SULL'INSIEME DELLA RTN ESISTENTE E PIANIFICATA.....	114
5.8	CONCLUSIONI E INDICAZIONI PER L'ORIENTAMENTO DEL PDS 2011	115
6	<u>MONITORAGGIO</u>	117
6.1	MONITORAGGIO DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE INTEGRATA	117
6.2	MONITORAGGIO DELL'ATTUAZIONE DEGLI INTERVENTI	118
6.3	INDIVIDUAZIONE RESPONSABILITÀ E SUSSISTENZA RISORSE.....	122
7	<u>STUDIO PER LA VALUTAZIONE DI INCIDENZA</u>	123
7.1	CRITERI ADOTTATI	123
7.1.1	VINCA A LIVELLO DI PIANO NAZIONALE: MACROALTERNATIVE/CORRIDOI (LIVELLO A)	123
7.1.2	VINCA A LIVELLO DI SINGOLE PREVISIONI: FASCE DI FATTIBILITÀ (LIVELLO B).....	125
7.1.3	VINCA A LIVELLO DI PROGETTO: TRACCIATO (LIVELLO C).....	125
7.2	AGGIORNAMENTO NORMATIVO	126
7.2.1	AGGIORNAMENTO NORMATIVO SULLA LEGISLAZIONE STATALE	126
7.2.2	AGGIORNAMENTO NORMATIVO REGIONALE	127
7.3	AGGIORNAMENTO METODOLOGICO.....	129
7.4	CARATTERIZZAZIONE DEI MACROAMBITI E VALUTAZIONE DELLE MACROALTERNATIVE A LIVELLO STRATEGICO.....	130
7.4.1	IL TERRITORIO.....	130
7.5	VALUTAZIONE DI INCIDENZA A LIVELLO DI SINGOLE PREVISIONI: CORRIDOI E FASCE DI FATTIBILITÀ.....	142
7.6	INQUADRAMENTO DEI SITI POTENZIALMENTE INTERESSATI	146

7.7 ANALISI E VALUTAZIONE DELLE INTERFERENZE	146
7.7.1 POTENZIALI INTERFERENZE SUGLI HABITAT E SULLA FAUNA	146
7.7.2 APPLICAZIONE DI INDICATORI	147
7.7.3 RISULTATI.....	152
7.8 MITIGAZIONI E COMPENSAZIONI AMBIENTALI.....	156
7.9 MONITORAGGIO DELLE MITIGAZIONI E COMPENSAZIONI AMBIENTALI.....	156
7.10 CONCLUSIONI	156
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	<u>158</u>
<u>INDICE FIGURE</u>	<u>160</u>
<u>INDICE TABELLE.....</u>	<u>161</u>
<u>ACRONIMI.....</u>	<u>163</u>
<u>GLOSSARIO</u>	<u>165</u>

ALLEGATO A – Schede indicatori

ALLEGATO B – Schede intervento

ALLEGATO C – Soggetti con competenze ambientali

ALLEGATO D – Recepimento prescrizioni

RAPPORTO AMBIENTALE

1 INTRODUZIONE

In base a quanto previsto all'art. 9 del DM del 20 aprile 2005, la società Terna – Concessionaria del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica in territorio nazionale – predispone annualmente il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), finalizzato ad assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, nel rispetto degli specifici indirizzi formulati dall'allora Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (ora Ministero dello Sviluppo Economico) ai sensi dell'art. 1, c. 2, del DLgs. 79/1999¹.

L'edizione 2010 del Piano di Sviluppo della RTN 2010 (PdS 2010) è stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Terna in data 16 Dicembre 2009, nel rispetto dei tempi previsti.

Il presente documento costituisce il Rapporto Ambientale che accompagna la proposta di PdS 2010 (RA 2010) ed è predisposto da Terna, in coerenza con quanto previsto dalla Direttiva 2001/42/CE sulla valutazione ambientale di piani e programmi e dalla Parte II del DLgs. 152/2006, così come modificata dal DLgs. 4/2008, che recepisce tale direttiva e definisce le modalità per lo svolgimento della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

Il RA 2010 è il documento chiave del processo di VAS. I contenuti previsti dalla normativa citata riguardano gli impatti significativi che l'attuazione del piano potrebbe avere sull'ambiente e sul patrimonio culturale, nonché le ragionevoli alternative che possono essere adottate in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale interessato dal piano. La VAS è un processo di valutazione integrato con il processo di pianificazione, ma dotato di una propria visibilità: il Rapporto Ambientale ha il ruolo di esplicitare il modo in cui si è integrata la dimensione ambientale nel piano o programma, anche allo scopo di mettere i soggetti con competenze ambientali e il pubblico interessato nelle condizioni di esprimere pareri e proporre contributi.

La procedura di VAS del PdS 2010 è stata avviata in data 2 Ottobre 2009 con la pubblicazione, da parte di Terna, del "Rapporto Preliminare sui possibili impatti ambientali significativi dell'attuazione del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2010".

In data 2 dicembre 2009 si sono concluse le consultazioni sul Rapporto Preliminare 2010. In particolare, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC) ha trasmesso alla Commissione Tecnica VIA-VAS le proprie osservazioni con lettera del 9 dicembre 2009 prot. CTVA 2009-4581. La Commissione Tecnica VIA-VAS ha espresso il proprio parere sul Rapporto Preliminare in data 17 dicembre 2009, integrando le osservazioni del MiBAC. Tale parere, trasmesso dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATM) in data 25 febbraio 2010, è stato ricevuto da Terna in data 2 marzo 2010 (prot. TE/A20100006757 – 02/03/2010). Per quanto possibile, in considerazione del poco tempo disponibile, il presente RA 2010 ha considerato le indicazioni contenute nel suddetto parere.

Contemporaneamente alla fase preliminare della procedura per l'anno 2010, ha avuto termine, con approvazione, la procedura relativa al Piano di Sviluppo 2009: in data 23 dicembre 2009, il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha approvato con prescrizioni, ai sensi del decreto legislativo n. 152 del 3 aprile 2006 e successive modifiche ed integrazioni, il Piano di Sviluppo 2009. Il comunicato della approvazione del Piano di Sviluppo 2009 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n.15 del 20 gennaio 2010. La Dichiarazione di Sintesi relativa a tale approvazione è stata pubblicata sul sito web del Ministero dello Sviluppo Economico al link "rete elettrica di trasmissione nazionale".

¹ Art 1 comma 2. Il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato provvede alla sicurezza e all'economicità del sistema elettrico nazionale, e persegue tali obiettivi attraverso specifici indirizzi anche con la finalità di salvaguardare la continuità di fornitura e di ridurre la vulnerabilità del sistema stesso.

Il Piano di Sviluppo 2009, assoggettato a Valutazione Ambientale Strategica ai sensi della DLgs. 152/2006 e successive modifiche, è stato dunque approvato con alcune prescrizioni da recepire "per quanto tecnicamente possibile e compatibilmente con il rispetto delle normative che regolano il sistema elettrico" - come indicato dallo stesso Ministero dello Sviluppo Economico - nelle successive edizioni del Piano. Nell'Allegato D del presente Rapporto si presenta la Dichiarazione di Sintesi correlata alla VAS del PdS 2009, che esplicita le modalità con cui recepire tali prescrizioni.

La pubblicazione della proposta di PdS 2010 e relativo RA 2010 apre, come previsto dal DLgs. 152/2006 e s.m.i., un nuovo periodo di consultazione pari a 60 giorni durante il quale chiunque ne abbia interesse può prenderne visione e presentare proprie osservazioni, anche fornendo nuovi o ulteriori elementi conoscitivi e valutativi.

Il RA 2010, al pari di quello del 2009, si struttura in un Volume Nazionale e in una serie di Volumi Regionali, uno per ciascuna Regione interessata dagli interventi del PdS 2010 ed in una Sintesi non Tecnica.

Il PdS 2010, il RA 2010 e la Sintesi non tecnica sono scaricabili dai siti:

- www.sviluppoeconomico.gov.it
- www.dsa.minambiente.it
- www.beniculturali.gov.it
- www.parc.beniculturali.gov.it
- www.terna.it

Copie cartacee del PdS 2010, del RA 2010 e della Sintesi non tecnica sono, altresì, depositate presso gli uffici dei Ministeri competenti (Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero per i Beni e le Attività Culturali), dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e delle Regioni d'Italia; presso le Province, le Direzioni Regionali del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, i Parchi Nazionali, invece, sono depositate copie cartacee della Sintesi non tecnica, la copia digitale di tutta la documentazione e l'indicazione dei luoghi ove reperire la documentazione cartacea completa, così come previsto dall'art. 13 c. 6 e dall'art. 14 c. 2 del DLgs. 152/2006 e s.m.i.. Di tale deposito il pubblico è avvisato tramite pubblicazione di un avviso sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana a cura del MISE.

Sono stati inoltre messi a conoscenza, individualmente, i seguenti soggetti con competenze ambientali (si veda l'Allegato C per un elenco dettagliato, individuato in fase preliminare e passibile di future integrazioni):

- Ministero per lo Sviluppo Economico
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
- Ministero per i Beni e le Attività Culturali e relative Direzioni regionali
- Regioni, Province Autonome e relative Agenzie per la Protezione Ambientale
- Parchi nazionali
- Autorità di Bacino nazionali
- Unione delle Province d'Italia
- Unione Nazionale Comuni, Comunità, Enti montani
- Associazione Nazionale Comuni Italiani
- Associazioni ambientaliste (Amici della Terra, Greenpeace Italia, Italia Nostra, Legambiente, LIPU, WWF Italia).

Ministeri e Regioni, in particolare, sono invitati ad attivare anche una consultazione interna all'ambito di propria competenza e a raccoglierne e trasmetterne gli esiti.

Tutte le osservazioni potranno essere trasmesse entro 60 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di avvio della Consultazione Pubblica ai seguenti indirizzi:

- gianfelice.poligioni@sviluppoeconomico.gov.it
- dsa-vas@minambiente.it
- parc-vas@beniculturali.it
- info_vas@terna.it

Il RA 2010 indica le novità rispetto al Rapporto Ambientale 2009, derivanti dalle osservazioni formulate al Rapporto stesso e al Rapporto Preliminare 2010, mentre fa riferimento al Rapporto Ambientale 2009 (scaricabile dal sito www.terna.it), per tutto quanto non oggetto delle osservazioni.

Tutti i contenuti del Rapporto Ambientale 2009 relativi agli aspetti non indicati nel presente Rapporto Ambientale sono confermati.

Le principali novità del RA 2010 rispetto alla edizione precedente sono riassumibili nei seguenti punti:

- Normalizzazione degli indicatori e loro riorganizzazione in quattro dimensioni (tecnica, economica, sociale e ambientale);
- Estensione degli indicatori a tutti e tre i livelli (strategico, strutturale e attuativo);
- Bilanci regionali degli indicatori;
- Schede intervento predisposte anche per le “nuove esigenze”;
- Valutazione di incidenza del Piano: considerate anche le “nuove esigenze”;
- Riferimento alle regioni biogeografiche per la valutazione di incidenza a livello di piano nazionale;
- Monitoraggio: definizione criteri, modalità e indicatori; avviata verifica con ISPRA per definizione costi e tempi per l’attuazione del monitoraggio del PdS;
- Volumi regionali con contenuti omogenei e struttura organizzata secondo le dimensioni di sostenibilità.

Pertanto, al fine di una miglior comprensione dei contenuti del presente Rapporto e di un loro corretto inserimento all’interno del processo di VAS del Piano di Sviluppo 2010, la tabella seguente riporta, per gli argomenti di ogni capitolo del Rapporto Ambientale 2009, quali novità e integrazioni sono state inserite all’interno dell’edizione 2010, indicando anche il capitolo o il paragrafo di riferimento.

Tabella 1-1- Modifiche e integrazioni apportate al Rapporto Ambientale 2009

Indice Rapporto Ambientale 2009	Novità e integrazioni apportate nel Rapporto Ambientale 2010
1 – Introduzione	Aggiornamento dei riferimenti procedurali

Indice Rapporto Ambientale 2009	Novità e integrazioni apportate nel Rapporto Ambientale 2010
2 – Sviluppi procedurali e metodologici	2.1.1 Quadro normativo: Invariato. 2.1.2 Proceduralizzazione processi regionali: Invariato. 2.1.3 Tipologie di intervento previste nel Piano di Sviluppo: Invariato
	2.2.1 Analisi dei potenziali effetti: Integrazione relativa ai cavi marini, in recepimento della prescrizione ricevuta. 2.2.2 Strumenti programmatici di riferimento: Aggiornamento degli strumenti programmatici con le novità emerse nel corso del 2009
	2.3.1 Criteri ERPA: Modifiche ai criteri ERPA in accordo alle indicazioni del Tavolo Tecnico istituito presso il MATTM e alle indicazioni ricevute sul RA 2009 2.3.2 Interventi transfrontalieri: Invariato 2.3.3 Generazione di alternative localizzative : Invariato 2.3.4 Indicatori e schede intervento per la valutazione e il confronto tra alternative : Introduzione nuovi indicatori utilizzati per le analisi e correlazioni con i criteri ERPA in accordo alle indicazioni del Tavolo Tecnico istituito presso il MATTM e alle indicazioni ricevute sul RA 2009 2.3.5 Interventi di Razionalizzazione: modificato calcolo indicatori 2.3.6 Interventi di riqualificazione elettrico-territoriale-ambientale: Invariato 2.3.6 Fonti di dati: Aggiornamento dati disponibili, anche in recepimento delle prescrizioni ricevute
3 – Contesto e scenario di riferimento	Apposita sezione dedicata agli scenari energetici alternativi di lungo termine e all'impatto delle smartgrid sulla rete di trasmissione, anche in recepimento delle prescrizioni ricevute. 3.1 Individuazione e scelta dello scenario di riferimento: Aggiornamento con contenuti PdS 2010 3.2 Piano di Sviluppo e pianificazione energetica: Aggiornamento con contenuti PdS 2010
4 – Scelte di Piano	4.1 Obiettivi del Piano di Sviluppo: Aggiornamento con contenuti PdS 2010 4.2.1 Nuovi interventi introdotti dal Piano di Sviluppo 2010: Aggiornamento con contenuti PdS 2010 – Sezione I 4.2.2 Stato di avanzamento di opere appartenenti a piani già approvati: Aggiornamento con contenuti PdS 2010 – Sezione II
5 – Valutazione complessiva	Aggiornato sulla base delle prescrizioni ricevute
6 - Monitoraggio	Aggiornato sulla base delle conclusioni del Tavolo Tecnico Monitoraggio e sulla base delle prescrizioni ricevute
7 – Valutazione della potenziale incidenza sulla rete Natura 2000	Aggiornato sulla base delle conclusioni del Tavolo Tecnico VAS – VINCA e sulla base delle prescrizioni ricevute
Bibliografia	Bibliografia: Aggiornamento delle fonti bibliografiche
Acronimi	Invariati
Glossario	Aggiornato
Allegato A – Schede di approfondimento degli indicatori per la valutazione di soluzioni localizzative	Schede di approfondimento degli indicatori per la valutazione di soluzioni localizzative: Aggiornamenti e integrazioni di alcune schede e inserimento di nuovi indicatori per quanto riguarda gli elettrodotti aerei.
Allegato B – Modello di Scheda di intervento	Modelli di schede intervento: Nuovo allegato in cui si presentano i differenti modelli di scheda intervento da utilizzare per documentare le diverse tipologie di intervento ai diversi livelli di concertazione
Allegato C – Soggetti competenti in materia ambientale	Soggetti competenti in materia ambientale: aggiornato
Allegato D - Recepimento prescrizioni a Piano di Sviluppo e Rapporto Ambientale 2008 ed esiti della fase preliminare 2009	Modificato sulla base della Dichiarazione di Sintesi del MISE correlata alla VAS del PdS 2009
Allegato E - Sintesi delle informazioni ecologiche contenute nei formulari standard natura 2000 dei siti potenzialmente interessati dal pds 2009	Eliminato in quanto reperibili sul sito del MATTM

2 ASPETTI PROCEDURALI E METODOLOGICI

2.1 Il processo di VAS del Piano di Sviluppo

2.1.1 Quadro normativo e schema metodologico

Nel corso del 2009 non sono intervenute modifiche al quadro normativo in materia di VAS. Si rimanda pertanto all'edizione 2009 per l'inquadramento normativo della procedura.

2.1.2 Proceduralizzazione processi regionali

La proceduralizzazione dei processi regionali non è stata modificata nel corso del 2009. Si rimanda pertanto all'edizione 2009 per una descrizione di tale processo.

2.1.3 Tipologie di intervento previste nel Piano di Sviluppo

Nel corso del 2009 non sono intervenute modifiche alle definizioni delle tipologie di intervento previste dal PdS.

Si rimanda pertanto all'edizione 2009 per tali definizioni.

2.2 Componenti ambientali interessate

2.2.1 Analisi dei potenziali effetti

Tra le componenti² identificate dalla Direttiva VAS e confermate dal DLgs. 152/2006, così come modificato dal DLgs. 4/2008, (allegato VI, lettera f), le principali che possono essere potenzialmente interferite dagli interventi previsti dal PdS 2010 sono le seguenti:

- qualità ambientale del territorio:
 - *beni paesaggistici*
 - *beni architettonici, monumentali e archeologici*
 - *suolo e acque*
 - *vegetazione, flora, fauna, biodiversità*
- fattori che possono avere effetti sulla popolazione e sulla salute umana:
 - *campi elettromagnetici*
 - *rumore*
 - *emissioni di inquinanti in atmosfera*
- contributi al cambiamento climatico a livello globale:
 - *emissioni di gas climalteranti in atmosfera.*

Per quanto riguarda l'analisi dei potenziali effetti sull'ambiente della pianificazione dello sviluppo della rete elettrica, con riferimento alla prescrizione n. 4 della Dichiarazione di Sintesi correlata alla VAS del Piano di

² *Biodiversità, popolazione, salute umana, flora e fauna, suolo, acqua, aria, fattori climatici, beni materiali, patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico, paesaggio.*

Sviluppo 2009 della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), che invita Terna ad esplicitare le modalità operative e procedurali che vengono utilizzate, con riferimento alla posa dei cavi sottomarini, per mitigare il potenziale rischio di inquinamento in caso di sversamento accidentale di olii, si comunica quanto segue:

- la tipologia di cavi impiegata per collegamenti sottomarini si divide in cavi in corrente continua, previsti in genere per elevate distanze, e cavi in corrente alternata, per lunghezze limitate. Per quanto riguarda i collegamenti in corrente continua, la tecnologia consolidata prevede l'utilizzo di cavi in carta impregnata XLPE che quindi, per loro natura, non prevedono l'utilizzo di olio per l'isolamento,
- attualmente la realizzazione di cavi XLPE estrusi sottomarini in corrente alternata è affidabile per il 150 KV (utilizzata ad esempio nel collegamento tra la Sardegna e la Corsica denominato SARCO), mentre per livelli di tensione maggiori si ricorre a tecnologia in olio fluido (es. collegamento Sorgente-Rizziconi). In entrambi i casi vengono adottati particolari procedure di posa a mare e sistemi di protezione speciali per prevenire eventuali danni.

2.2.2 Strumenti programmatici di riferimento

La Tabella 2-1 evidenzia le politiche ambientali di riferimento, di livello internazionale e nazionale, che vanno a integrare quelle già indicate nel Rapporto Ambientale 2009, anche in ottemperanza alle prescrizioni e osservazioni formulate a tali documenti. Alcuni di questi strumenti programmatici sono stati aggiunti su indicazione dei soggetti con competenze ambientali consultati.

La base di strumenti programmatici di riferimento risulta dunque ampliata, rispetto all'edizione 2009 del Rapporto Ambientale. A questo proposito si fa presente che lo schema di decreto legislativo recante la disciplina della localizzazione della realizzazione e dell'esercizio nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, approvato dal Consiglio dei Ministri del 10 febbraio 2010 ai sensi dell'articolo 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99, prevede all'articolo 3 l'adozione da parte del Governo, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto, di una Strategia del Governo in materia nucleare, che indicherà anche "la capacità di trasmissione della rete elettrica nazionale, con l'eventuale proposta di adeguamenti della stessa al fine di soddisfare l'obiettivo prefissato di potenza da installare". La strategia nucleare è definita parte integrante della Strategie energetica nazionale, prevista all'articolo 7 del Decreto Legge 25 giugno 2008, n.112, convertito con modifiche dalla Legge 6 agosto 2008, n. 133. La Strategia energetica nazionale indicherà "le priorità per il breve e il lungo periodo" nel settore dell'energia. A seguito dei ricorsi delle Regioni Piemonte ed Emilia-Romagna, con sentenza 16-30 dicembre 2009, la Corte Costituzionale ha dichiarato parzialmente illegittima la Legge 133/2008, in particolare laddove non prevede un adeguato coinvolgimento delle Regioni nel procedimento e pertanto la definizione della "Strategia energetica nazionale", inizialmente prevista entro il 25 dicembre 2008, è stata rinviata.

Oltre a tale strumento, o in sua parziale sostituzione, si potrà fare riferimento alla "Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile", che dovrebbe essere aggiornata a breve, in base a quanto previsto dal DLgs. 4/2008. Tale strategia, qualora tradotta e traducibile in azioni concrete, potrà essere integrata nella costruzione dello scenario di riferimento, per quanto riguarda gli aspetti più prettamente ambientali.

Tabella 2-1 - Integrazione delle politiche di riferimento a livello internazionale e nazionale

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
------	------------------------	-------------------

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
Sviluppo sostenibile e ambiente	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Carta di Aalborg (1994) ▪ Aalborg Commitments - Aalborg 10+ (2004) ▪ Strategia Mediterranea per lo sviluppo sostenibile (2005) ▪ Nuova strategia della UE in materia di sviluppo sostenibile (Doc. 10917/2006 del Consiglio d'Europa) ▪ Carta di Lipsia sulle città europee sostenibili (2007) ▪ Libro verde sulla coesione territoriale COM(2008) 616 ▪ Decisione del Consiglio relativa all'approvazione del protocollo sulla valutazione ambientale strategica alla convenzione ONU/CEE sulla valutazione dell'impatto ambientale in un contesto transfrontaliero firmata a Espoo nel 1991 (2008/871/CE) ▪ COM(2009) 400 definitivo - Comunicazione Della Commissione Al Parlamento Europeo, Al Consiglio, Al Comitato Economico E Sociale Europeo E Al Comitato Delle Regioni "Integrare lo sviluppo sostenibile nelle politiche dell'UE: riesame 2009 della strategia dell'Unione europea per lo sviluppo sostenibile" 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ratifica ed esecuzione della Convenzione per la Protezione delle Alpi (L. 403/1999) ▪ Dichiarazione di Lucca (2002) ▪ Decreto di riordino delle norme in materia ambientale (D.Lgs. 152/2006) e successive modifiche. Ulteriori disposizioni correttive ed integrative (D.Lgs. 4/2008)
Partecipazione	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verso un Sistema comune di informazioni ambientali (SEIS) COM(2008) 46 	
Beni paesaggistici e culturali	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Convenzione del Consiglio d'Europa per la salvaguardia del patrimonio archeologico (La Valletta, 1992) ▪ Convenzione UNESCO sulla protezione del patrimonio culturale subacqueo (Parigi, 2001) ▪ Risoluzione del Consiglio 13982/00 sulla qualità architettonica dell'ambiente urbano e rurale (2001) ▪ Convenzione UNESCO del 16 novembre 1972 sul recupero e la protezione dei beni culturali, ratificata dall'Italia con L. 184 del 6.4.77 ▪ Convenzione del Consiglio d'Europa per la salvaguardia del patrimonio architettonico d'Europa firmata a Granada il 3 ottobre 1985, ratificata dall'Italia il 31.5.1989, in vigore dal 1 gennaio 1989 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004), disposizioni correttive e integrative relativamente ai beni culturali (D.Lgs. 156/2006) e al paesaggio (D.Lgs. 157/2006), ulteriori disposizioni integrative e correttive in relazione ai beni culturali (D.Lgs. 62/2008) e al paesaggio (D.Lgs. 63/2008) e modifiche dell'art.159 (L. 129/2008) ▪ Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea sul paesaggio (L.14/2006) ▪ Legge di istituzione di zone di protezione ecologica oltre il limite esterno del mare territoriale (L. 61/2006) ▪ Artt. 95 e 96 in materia di archeologia preventiva del Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture (D.Lgs. 163/2006) ▪ Legge n. 77 del 20 febbraio 2006 "Misure speciali di tutela e fruizione dei siti italiani di interesse culturale, paesaggistico e ambientale, inseriti nella lista del patrimonio mondiale, posti sotto la tutela dell'UNESCO"
Suolo e acque	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strategia tematica Suolo COM(2006) 231 ▪ Proposta di Direttiva quadro per la protezione del suolo COM(2006) 232 ▪ Direttiva quadro sulle acque (2000/60/CE) ▪ Verso una strategia tematica per la protezione del suolo COM(2002) 179 ▪ Strategia tematica per l'uso sostenibile delle risorse naturali COM(2005) 670 ▪ Direttiva sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento (2006/118/CE) ▪ Direttiva sulla valutazione e la gestione dei rischi di alluvioni (2007/60/CE) ▪ Direttiva Commissione Ce 2009/90/Ce Specifiche tecniche per l'analisi chimica e il monitoraggio dello stato delle acque - Direttiva 2000/60/Ce ▪ Direttiva Parlamento europeo e Consiglio Ue 2008/105/Ce Standard di qualità ambientale nel settore della politica delle acque - Modifica e successiva abrogazione delle direttive del Consiglio 82/176/Cee, 83/513/Cee, 84/156/Cee, 84/491/Cee e 86/280/Cee, nonché modifica della direttiva 2000/60/Ce ▪ Direttiva Parlamento europeo e Consiglio Ue 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dm Ambiente 17 luglio 2009 Attuazione degli obblighi comunitari e nazionali in materia di acque - Predisposizione rapporti conoscitivi ▪ Dm Ambiente 14 aprile 2009, n. 56 Criteri tecnici per il monitoraggio dei corpi idrici - Articolo 75, Dlgs 152/2006 ▪ Dlgs 16 marzo 2009, n. 30 Protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento ▪ Legge 27 febbraio 2009, n. 13 Conversione in legge, con modificazioni, del DI 30 dicembre 2008, n. 208, recante misure straordinarie in materia di risorse idriche e di protezione dell'ambiente ▪ Dm Ambiente 16 giugno 2008, n. 131 Criteri tecnici per la caratterizzazione dei corpi idrici - Attuazione articolo 75, Dlgs 152/2006

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
	2008/56/Ce Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino	
Campi elettromagnetici	<ul style="list-style-type: none"> ▪Guidelines for limiting exposure tot time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (ICNIRP 1998, 2002) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell'induzione magnetica (D.M. 29/05/2008) ▪Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti (D.M. 29/05/2008)
Vegetazione, flora, fauna e biodiversità	<ul style="list-style-type: none"> ▪Convenzione internazionale per la protezione degli uccelli (Parigi, 1950) ▪Eurobats Agreement on the Conservation of Population of European Bats (1994) ▪Accordo sulla conservazione degli uccelli migratori dell'Africa-Eurasia (L'Aia, 15/08/1996) ▪Piano d'azione dell'UE per le foreste COM(2006) 302 ▪Elenco aggiornato dei SIC per la regione biogeografica mediterranea (2008/335/CE) ▪Direttiva recante modifica della direttiva 79/409/CE concernente la conservazione degli uccelli selvatici, per quanto riguarda le competenze di esecuzione conferite alla Commissione (2008/102/CE) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪Ratifica ed esecuzione della Convenzione di Ramsar (D.P.R. 448/1976) ▪Adesione alla Convenzione internazionale di Parigi (L. 812/1978) ▪Ratifica della Convenzione di Barcellona (L. 21/1979) ▪Ratifica ed esecuzione della Convenzione di Berna (L. 503/1981) ▪Ratifica della Convenzione di Bonn (L. 42/1983) ▪Esecuzione del protocollo di emendamento della Convenzione di Ramsar adottato a Parigi il 2 febbraio 1982 (D.P.R. 184/1987) ▪Legge quadro sulle aree protette (L.394/1991) ▪Recepimento Direttiva Uccelli 1979/409/CE (L. 157/1992) ▪Ratifica ed esecuzione della Convenzione sulla Biodiversità (con annessi) sottoscritta a Rio de Janeiro il 15/06/1992 (L. 124/1994) ▪Ratifica accordo Eurobats sulla conservazione della popolazione dei pipistrelli europei (20/10/2005) ▪Ratifica dell'Accordo sulla conservazione degli uccelli migratori dell'Africa-Eurasia (L.66/2006) ▪Elenco dei SIC per la regione biogeografica mediterranea in Italia (D.M. 05/07/2007) ▪Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone speciali di conservazione (ZSC) e a Zone di protezione speciale (ZPS) (D.M. 17/10/2007) ▪Primo elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografia continentale in Italia (D.M. 26/03/2008) ▪Elenco dei SIC per la regione biogeografica mediterranea in Italia (D.M. 3/07/2008) ▪Secondo elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica alpina in Italia ai sensi della direttiva 92/43/CEE (decreto 30 marzo 2009) ▪ Secondo elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica continentale in Italia ai sensi della direttiva 92/43/CEE (decreto 30 marzo 2009) ▪ Secondo elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica mediterranea in Italia ai sensi della direttiva 92/43/CEE (decreto 30 marzo 2009)
Rumore	<ul style="list-style-type: none"> ▪Libro verde sul rumore COM(1996) 540 ▪Direttiva UE sulla valutazione e gestione del rumore ambientale (2002/49/CE) ▪Direttiva UE sul ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri concernenti l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto (2001/14/CE) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪Legge quadro sull'inquinamento acustico (L. 447/1995) ▪Attuazione della direttiva 2002/49/CE relativa alla determinazione e alla gestione del rumore ambientale (D.L. 194/2005)
Emissioni climalteranti	<ul style="list-style-type: none"> ▪Piano di azione del Programma europeo sul cambiamento climatico COM(2001) 580 ▪Istituzione di un sistema comunitario per lo scambio di 	<ul style="list-style-type: none"> ▪Piano Nazionale di Allocazione dei permessi di emissione 2005-2007 (Decreto RAS/74/2006 del 23/02/2006)

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
	<ul style="list-style-type: none"> quote di emissioni dei gas a effetto serra (2003/87/CE) ▪Strategia tematica sull'inquinamento atmosferico COM(2005) 446 ▪Libro verde sull'adattamento ai cambiamenti climatici in Europa – quali possibilità di intervento per l'UE (2007) ▪Due volte 20 per il 2020, l'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa COM(2008) 30 ▪Direttiva sulla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa (2008/50/CE) ▪Direttiva Parlamento europeo e Consiglio Ue 2009/30/Ce Specifiche sui combustibili e riduzione emissioni gas serra - Modifica direttive 1998/70/Ce, 1999/32/Ce e 93/12/Ce ▪Decisione Parlamento europeo e Consiglio Ue 406/2009/Ce Riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni presi dalla Comunità europea nel periodo 2013-2020 	<ul style="list-style-type: none"> ▪Piano Nazionale di Allocazione dei permessi di emissione 2008-2012 (D.Lgs. 216/2006) ▪Istituzione del Registro nazionale dei serbatoi di carbonio agroforestali (D.M. 01/04/2008)
<p>Energia</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪Trattato che istituisce la Comunità Europea dell'Energia Atomica (EURATOM) (Roma, 25 marzo 1957) ▪Accordo su un programma internazionale per l'energia (Parigi, 18 novembre 1974) ▪Carta europea per l'energia (L'Aja, 17 dicembre 1991) ▪Trattato sulla Carta dell'energia (Lisbona, 17 dicembre 1994) ▪Protocollo della Carta dell'energia sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati (Lisbona, 17 dicembre 1994) ▪Decisione 98/181/CE, CECA e Euratom del Consiglio e della Commissione, del 23 settembre 1997, concernente la conclusione da parte delle Comunità europee del Trattato sulla Carta dell'energia e del protocollo della Carta dell'energia sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati ▪Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili - Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità. COM (97) 599 ▪Libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico" COM(2000) 769 def. ▪Direttiva sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (2001/77/CE) ▪Direttiva sul rendimento energetico nell'edilizia (2002/91/CE) ▪Direttiva sulla promozione dell'uso di biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti (2003/30/CE) ▪Direttiva sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia (2004/8/CE) ▪Direttiva concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale (2004/67/CE) ▪Libro verde sull'efficienza energetica: fare di più con meno COM(2005) 265 ▪Piano d'azione per la biomassa COM(2005) 628 ▪Direttiva concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture (2005/89/CE) ▪Direttiva concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici (2006/32/CE) ▪Strategia dell'UE per i biocarburanti COM(2006) 34 def 	<ul style="list-style-type: none"> ▪Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali (L. 9/1991) ▪Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia (L. 10/1991) ▪Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (DPR 26 agosto 1993, n. 412) ▪Regolamento recante modifiche al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, in materia di progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia (DPR 21 dicembre 1999, n.551) ▪Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili (D.M. 11/11/1999) ▪Programma di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, efficienza energetica e mobilità sostenibile nelle aree naturali protette (D.M. 21/12/2001) ▪Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (D.Lgs. 387/2003) ▪Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili (D.M. 20/07/2004) ▪Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia (D.M. 20/07/2004) ▪Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (L. 239/2004) ▪Norma concernente il regolamento d'attuazione della L.10/1991, recante: «Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia» (D.M. 27/07/2005) ▪Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare (D.M. 28/07/2005 e s.m.i.) ▪Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia (D.Lgs. 192/2005)

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Libro verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura". COM(2006) 105 ▪ Piano d'azione per l'efficienza energetica 2007-2012. COM(2006) 545 ▪ Verso un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche. COM(2006) 847 def ▪ Tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile. COM(2006) 848 ▪ Decisione 2006/500/CE del Consiglio, del 29 maggio 2006, relativa alla conclusione da parte della Comunità europea del Trattato della Comunità dell'energia ▪ European Technology Platform SmartGrids - Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future (Commissione Europea, 2006) ▪ Una politica energetica per l'Europa. COM(2007) 1 def ▪ Un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche (piano SET). Verso un futuro a bassa emissione di carbonio COM(2007) 723 def ▪ Direttiva Parlamento europeo e Consiglio Ue 2009/72/Ce Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica - Abrogazione della direttiva 2003/54/Ce ▪ Regolamento Parlamento europeo e Consiglio Ue 714/2009/Ce Condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica - Abrogazione del regolamento (Ce) n. 1228/2003 ▪ Regolamento Parlamento europeo e Consiglio Ue 713/2009/Ce Istituzione dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia ▪ Regolamento Parlamento europeo e Consiglio 663/2009/Ce Sostegno finanziario comunitario a favore di progetti nel settore dell'energia ▪ Direttiva Parlamento europeo e Consiglio Ue 2009/28/Ce Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'art. 7 del D.Lgs. 29/12/2003, n. 387 (DM 19/2/2007) ▪ Programma Operativo Nazionale dell'Energia (Ministero dell'università e della ricerca, Ministero dello sviluppo economico, 2007) ▪ Dossier Enea - Tecnologie per l'energia: quali innovazioni e strategie industriali in Europa? Il Set-Plan e le sue proposte (2008) ▪ Dm Sviluppo economico 31 luglio 2009 Fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico, nonché sull'impatto ambientale della produzione ▪ Dm Sviluppo economico 19 marzo 2009 Approvazione del Piano triennale per la ricerca nell'ambito del sistema elettrico nazionale 2009-2011 e relativo Piano operativo annuale per l'anno 2009 ▪ Dm Sviluppo economico 2 marzo 2009 Incentivi alla produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare ▪ Dm Sviluppo economico 18 dicembre 2008 Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili - Articolo 2, comma 150, legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008) ▪ Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia (L. 99/09) ▪ Provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini (D.l. 78/09, convertito con modifiche dalla L. 102/09, modificato dal D.l. 103/09, convertito con modifiche dalla L. 141/09) ▪ Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori (D.l. 3/10)

2.2.3 Emissioni climalteranti

Il tema delle emissioni climalteranti è stato trattato diffusamente nell'edizione del 2009, cui si rimanda non essendo intervenute variazioni in merito durante il 2009.

Si ricordano brevemente gli elementi che contribuiscono alle valutazioni sul tema:

- perdite di rete,
- vincoli alla produzione di energia da fonti rinnovabili,
- congestioni di rete,
- perdite di gas SF63 dalle stazioni elettriche.

2.2.4 Energia

Il presente paragrafo integra i riferimenti legislativi e le politiche in tema di energia attualmente vigenti, già indicati all'interno del Capitolo 5 del Piano di Sviluppo 2010.

Nell'ultimo decennio si è intensificata la pubblicazione di strategie, direttive, comunicazioni, decisioni, raccomandazioni dell'Unione Europea in tema energetico, in particolare finalizzate a:

³ Gas climalterante utilizzato per l'isolamento dei componenti nelle stazioni blindate (cfr. Paragrafo 2.2 RA 2008)

- promuovere l'utilizzo razionale e il risparmio di energia (si vedano ad esempio la direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico nell'edilizia, la direttiva 2004/8/CE che favorisce la cogenerazione, la direttiva 2006/32/CE sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, il Regolamento 663/2009 che istituisce un programma energetico europeo per la ripresa (European Energy Programme for Recovery, "EEPR") che consente di finanziare progetti in tre ambiti principali del settore energetico);
- incrementare l'efficienza energetica (cfr. in particolare il libro verde sull'efficienza energetica (COM(2005) 265) e il piano d'azione per l'efficienza energetica (COM(2006) 545);
- favorire l'utilizzo di fonti rinnovabili (cfr. la Decisione n. 406/2009/CE concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020 stabilendo il contributo minimo degli Stati membri in materia di emissioni di gas a effetto serra, il libro bianco sulle fonti energetiche rinnovabili (COM(97) 599), la direttiva 2009/28 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, la Direttiva 2003/30/CE per l'incremento dell'uso di biocarburanti e di altri carburanti rinnovabili nei trasporti, il piano d'azione per la biomassa (COM(2005) 628), la strategia europea per i biocarburanti (COM(2006) 24 def), la tabella di marcia per le energie rinnovabili (COM(2006) 848).

La pubblicazione, nel 2006, del "Libro verde su una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" (COM(2006) 105), costituisce una tappa importante nello sviluppo di una politica energetica dell'Unione Europea. I tre obiettivi principali della strategia sono costituiti da:

- la sostenibilità, per lottare attivamente contro il cambiamento climatico, promuovendo le fonti di energia rinnovabili e l'efficienza energetica;
- la competitività, per migliorare l'efficacia della rete europea tramite la realizzazione del mercato interno dell'energia;
- la sicurezza dell'approvvigionamento, per coordinare meglio l'offerta e la domanda interne di energia dell'UE nel contesto internazionale.

All'inizio del 2007, proseguendo le politiche avviate dal Libro verde del 2006, l'Unione Europea presenta una nuova politica energetica, espressione dell'impegno a favore di un'economia a basso consumo di energia, più sicura, più competitiva e più sostenibile.

È con la COM(2007) 1 def. che viene proposto un pacchetto integrato di misure che istituiscono la politica energetica europea (il cosiddetto pacchetto "Energia"). La nuova politica energetica insiste pertanto sull'importanza di meccanismi che garantiscano la solidarietà tra Stati membri e sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e delle vie di trasporto, comprese innanzitutto le interconnessioni della rete di trasmissione dell'energia elettrica.

Infine, nel novembre 2007 la Commissione europea presenta un piano strategico per accelerare lo sviluppo e la diffusione di tecnologie a basso tenore di carbonio (denominato "piano SET"). Il piano comprende misure in materia di pianificazione, attuazione, risorse e cooperazione internazionale in relazione alle tecnologie energetiche, tra cui indicazioni per lo sviluppo delle reti transeuropee dell'energia.

Riguardo al tema specifico della rete elettrica, è utile richiamare come, a livello comunitario, si stia diffondendo negli ultimi anni una nuova idea di reti elettriche ("SmartGrids"), nell'ambito della quale l'elettricità venga generata, in larga misura, dai tradizionali impianti centralizzati ma, in prospettiva, anche da sistemi di piccole dimensioni e diffusi sul territorio, che sfruttino fonti energetiche rinnovabili (solare, eolico, ...). In base a tale ipotesi, ciascun utente potrebbe interfacciarsi con la rete e con il mercato dell'energia elettrica non solo come consumatore, ma anche come produttore. È evidente come un simile mutamento nel modo di intendere l'impostazione e la funzionalità della rete elettrica, richieda tempi congrui per poterne valutare la reale e concreta fattibilità dal punto di vista tecnico ed economico.

Nel 2006 la Commissione europea ha in proposito pubblicato il documento "European Technology Platform SmartGrids", proponendo di fatto una strategia per una riconfigurazione "intelligente" della rete elettrica europea. Il documento in particolare descrive le caratteristiche fondamentali delle reti intelligenti, individua le tecnologie di punta e i temi di ricerca sui quali indirizzare i progetti comunitari in materia di energia elettrica.

Il quadro normativo italiano delinea una pluralità di meccanismi incentivanti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il d.lgs. 79/99 prevede all'articolo 11 l'obbligo per i grandi produttori di ottenere una quota di energia immessa in rete da fonti rinnovabili o, in alternativa, di acquistare i certificati verdi, titoli rilasciati ai produttori di energia da fonti rinnovabili sul mercato gestito dal GSE. Con D.M. 11 novembre 1999, ora sostituito dal D.M. 24 ottobre 2005, è stata adottata la normativa di dettaglio.

Con l'emanazione del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, recante Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, è stato disciplinato il procedimento unico per l'autorizzazione degli impianti, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi.

Una seconda misura di promozione delle fonti rinnovabili, relativa alla fonte fotovoltaica, è il Conto energia, un meccanismo tariffario posto in essere in attuazione dell'articolo 7 del medesimo d.lgs. 387/03, che trova una regolamentazione di dettaglio nei DD.MM. 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007 e, da ultimo nel D.M. 11 aprile 2008.

Ulteriori tariffe incentivanti a favore delle altre fonti rinnovabili sono state stabilite per legge. Da ultimo si rinvia a quanto disposto dall'articolo 1, commi 144 e ss. della legge 244/07 (finanziaria 2008).

Un nuovo intervento del legislatore potrebbe aver luogo in attuazione della direttiva 2009/28, che fissa come obiettivo il raggiungimento di una quota di consumo di energia da fonti rinnovabili pari al 17% dei consumi complessivi.

Sul fronte dell'efficienza energetica, l'articolo 9 del D.lgs. 79/99 dispone che le concessioni per l'attività di distribuzione debbano prevedere, "tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi" determinati con decreto ministeriale. Il D.M. 20 luglio 2004 ha individuato gli obiettivi quantitativi di livello nazionale di risparmio energetico per il periodo 2005-2009 e di sviluppo delle fonti rinnovabili e per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia e previsto l'obbligo di effettuare annualmente interventi di efficienza energetica o, alternativamente, acquistare i cosiddetti Titoli di Efficienza Energetica (TEE) dalle società di servizi energetici (ESCO) che abbiano realizzato tali interventi presso la propria clientela. La materia è ora più ampiamente inquadrata nel D.lgs. 115/08, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE, che prevede inoltre l'adozione di Piani Annuali per l'Efficienza Energetica.

In tale prospettiva, lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabile e la promozione dell'efficienza energetica pone in primo piano nuove esigenze a cui la pianificazione degli interventi sulla rete deve dare risposta.

Le indicazioni per la pianificazione della RTN che emergono dall'analisi degli strumenti citati, dunque, si possono sintetizzare nei seguenti aspetti:

- conseguire la massima efficienza nel trasporto dell'energia;
- aumentare l'interconnessione con le altre reti in ambito europeo;
- sviluppare le tecnologie esistenti ad alta efficienza energetica e le nuove tecnologie;
- favorire l'accesso alla rete dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

2.3 Criteri per l'integrazione dell'ambiente

La Parte III del Rapporto Ambientale 2008 illustra i criteri, concordati con il Tavolo VAS nazionale, per integrare l'ambiente nelle diverse fasi della pianificazione: nella definizione degli obiettivi di piano, nelle modalità di individuazione delle esigenze elettriche e delle macroalternative localizzative, nei processi di concertazione per la localizzazione degli interventi. Questa parte si conclude con una disamina della coerenza tra tale sistema di criteri e le indicazioni di riferimento elaborate nella analisi dei potenziali effetti sulle componenti ambientali e con l'impostazione delle attività di monitoraggio. Il presente capitolo riporta pertanto gli aggiornamenti intervenuti rispetto a tali contenuti, esplicitandone le sopraggiunte novità.

2.3.1 Criteri ERPA

Durante il 2009 sono intercorse delle variazioni in merito ai criteri localizzativi ERPA (Esclusione, Repulsione, Problematicità e Attrazione). Di seguito si riporta una descrizione delle novità rispetto all'edizione 2009.

Il 5 maggio 2009, presso la sede del MATTM, si è svolta la giornata formativa sulla metodologia "criteri ERPA". Al workshop, organizzato dalla CT VIA-VAS (Sottocommissione VAS) e condotto da Terna, erano presenti diversi partecipanti in rappresentanza della CT VIA-VAS, di ISPRA, del Ministero per i Beni e le Attività Culturali e delle Regioni. L'invito a partecipare era stato rivolto a tutte le Regioni e al Ministero dello Sviluppo Economico, in relazione all'utilità della giornata per sviluppare il confronto sulle esperienze fatte e sulle criticità incontrate nell'applicazione dei criteri ERPA.

La metodologia dei criteri ERPA è stata affinata ed implementata, includendo il criterio delle Problematicità (la lettera "P" nell'acronimo ERPA). Rispetto ai criteri ERA, si riconosce che possano esserci delle specificità regionali o locali per le quali risultano necessari approfondimenti, in quanto l'attribuzione ai diversi criteri (classi) stabiliti a livello nazionale (E, R, A) non è sempre automatica.

In sintesi le categorie diventano 4 per tutte le Regioni: Esclusione, Repulsione, Problematicità, Attrazione ed i valori numerici dei pesi da attribuire alle singole categorie sono:

Categoria ERPA	Costo Ambientale
E1	"infinito"
E2	"infinito"
R1	100
R2	70
R3	50
NP Aree non pregiudiziali	10
A1	1
A2	0

Diventa quindi necessaria un'ulteriore analisi territoriale, supportata da un'oggettiva motivazione documentata dagli Enti coinvolti, in relazione a specifiche peculiarità dei territori regionali; tali elementi devono essere affrontati nell'ambito della concertazione regionale e valutati caso per caso in ordine ad ogni intervento di sviluppo elettrico, ai fini di un loro corretto inserimento nei criteri Repulsione o Attrazione. Inoltre, con specifico riferimento al fatto che le reti elettriche possono interessare territori regionali diversi, si sottolinea ancora una volta l'esigenza di assicurare modalità omogenee di classificazione e valutazione delle caratteristiche ambientali dei territori interessati e degli effetti prodotti.

Terna ha inoltre predisposto un documento specifico (trasmesso il 12 giugno 2009 alla Sottocommissione VAS), volto ad analizzare la proposta che la Regione Piemonte ha deliberato (D.G.R. n. 18 – 11311 del 27

aprile 2009) in merito all'individuazione dei temi da inserire nella tabella degli ERPA nazionali e la relativa attribuzione delle categorie E, R, P e A. Si riporta di seguito il testo del documento predisposto da Terna.

Legenda generale degli ERPA La Tabella proposta dalla Regione Piemonte prevede due classi di Esclusione (E1 e E2), due classi di Repulsione (R1 e R2) e due classi di Attrazione (A1 e A2), oltre alla categoria delle Problematicità. Tale tabella non risulta essere in linea con quanto proposto da Terna e finora condiviso al Tavolo VAS nazionale: scompare, infatti, la categoria R3. Come già evidenziato in altri ambiti, Terna ritiene che una maggiore diversificazione delle categorie sia garanzia dell'adeguato livello di tutela per ogni tematismo: attribuire a più tematismi la stessa categoria e, quindi, lo stesso peso nella procedura automatica per l'individuazione dei corridoi, omogeneizza il territorio e, quindi, il relativo costo ambientale di attraversamento. Ciò induce la macchina a considerare primario il percorso più breve, producendo un corridoio per lo più rettilineo che non tiene conto in modo adeguato della varietà e delle peculiarità del territorio considerato.

Spostare i tematismi ricadenti nella ex categoria E3 in R1 Per quanto riguarda le lettere b), c) e d) tale richiesta è già stata recepita nella tabella degli ERPA (cfr. RA 2009, Vol. Naz., cap. 2.3.1).

La lettera a) si riferisce alle perimetrazioni dell'IFFI (Inventario Fenomeni Fransi); tale strumento, utile per individuare aree in cui si sono già verificati fenomeni fransivi, non rappresenta però lo strumento istituzionalmente valido per la classificazione del territorio in classi di pericolosità, riconosciuto nei PAI predisposti dalle Autorità di Bacino. Terna, quindi, in linea con quanto considerato anche per altri tematismi, ritiene valida la fonte istituzionale riconosciuta: nulla vieta di considerare anche altre fonti per gli approfondimenti condotti in fase progettuale.

Spostare i tematismi ricadenti nella ex categoria E4 in R1; Inserire in R1 Riserve naturali regionali e Riserve naturali statali La maggior parte dei tematismi contenuti nella ex categoria E4 è stata ricollocata nell'attuale R1. Considerando le differenti motivazioni istitutive ed i diversi livelli di tutela di parchi nazionali, parchi regionali, riserve statali e riserve regionali stabiliti dalla Legge quadro sulle aree protette L. n. 394 del 1991 art. 2 (riportato in calce), Terna ha articolato la seguente proposta:

- Inserire parchi nazionali e riserve statali, che sono costituiti rispettivamente da ecosistemi o aree naturalisticamente rilevanti di interesse nazionale, in R1;
- Inserire parchi regionali e riserve regionali, che sono costituiti rispettivamente da ecosistemi o aree naturalisticamente rilevanti di interesse interregionale o regionale, in R2.

Inserire i beni puntuali di cui agli artt. 136, 157 e 142 lettera m) in E2 ed inserire i beni lineari e areali di cui agli artt. 136, 157 e 142 lettera m) in R1 Per l'art. 136 Terna ha già accettato la richiesta. Terna rileva come le categorie tutelate dall'art. citato (fasce di rispetto fluviali di 150 metri, boschi, aree al di sopra di 1200/1600 metri...) ricoprono la maggior parte del territorio nazionale. Spesso, inoltre, le perimetrazioni del vincolo sulla carta non corrispondono alla reale estensione o al reale sviluppo sul territorio. A tal proposito, Terna suggerisce di considerare il tema come un'indicazione da approfondire nei sopralluoghi previsti nelle fasi successive: a tale scopo, quindi, appare giusto il criterio R3.

Un discorso a parte potrebbe essere eventualmente affrontato per le aree archeologiche di cui alla lettera m) dello stesso articolo: per tali aree, infatti, Terna potrebbe accettare il criterio R2 come richiesto dal MiBAC, se esistesse una copertura nazionale del dato: a tal proposito, Terna rileva che, nel Sistema Informativo Territoriale Ambientale Paesaggistico (SITAP) fornito dal Ministero, non risulta tale strato.

Considerare le rotte migratorie e inserirle nella categoria R2 Terna ritiene che le rotte migratorie dell'avifauna possano essere inserite nella categoria R2 ma, considerando che la tabella sarà valida a livello nazionale,

esclusivamente a seguito della verifica del dato: dovrà essere innanzitutto riconosciuto dall'organo istituzionale di riferimento, avere copertura nazionale, essere sufficientemente aggiornato. Il formato, inoltre, dovrà essere gestibile con gli strumenti informatici di supporto alle analisi (sistemi GIS) ed essere, quindi, georiferito in un sistema noto.

Nel caso in cui il dato non sia presente a livello nazionale e le Regioni ne abbiano uno proprio, restando ferma la necessità del riconoscimento da parte dell'organo istituzionale di riferimento, potranno inserirlo nelle Problematicità e valutarne l'esatta collocazione opera per opera di concerto con Terna.

Inserire siti Ramsar e IBA in R2 Terna ha già inserito i siti Ramsar e le IBA in R2.

Introdurre i siti UNESCO nella categoria R1 Terna ha accettato di inserire i siti UNESCO puntuali in E2, così come quelli censiti nella lista del Patrimonio Mondiale naturale UNESCO. Per quelli areali esiste la differenziazione tra Core zone e Buffer zone: per le prime Terna ha accettato il criterio R1, mentre per le seconde ha accettato l'R3. Tale articolazione è già stata esposta e concordata con il MiBAC nell'ambito di un recente incontro del GdL sui criteri ERPA. In ogni caso, prima di procedere a tale inserimento, Terna ritiene necessaria la verifica della conformità del dato con il MiBAC.

Inserire nelle P le zone D.O.P. e IGP Terna ha già recepito questa richiesta.

Inserire in R1 Zone vitivinicole DOCG con superficie inferiore a 5000 ha e in R2 quelle con superficie superiore a 5000 ha ed inserire in R2 le Zone vitivinicole D.O.C. Terna ritiene appropriato il criterio R3 per tali aree, considerando soprattutto la notevole estensione che queste spesso ricoprono. Sarà tuttavia possibile, nei tavoli regionali di concertazione sulle singole opere, segnalare la presenza, nell'area di studio individuata per l'intervento, di una particolare coltura, considerandola nelle problematicità.

Nel punto 4 lettere l) m) n) la Regione Piemonte mantiene tematismi provenienti da piani regionali, provinciali e comunali, attribuendo diversi livelli di Repulsione. L'attuale discussione sui criteri ERPA al tavolo VAS prevede la condivisione di una tabella valida a livello nazionale, caratterizzando tutte le peculiarità territoriali come problematicità e destinandone la collocazione nei criteri di Repulsione o Attrazione nei tavoli di concertazione aperti per la localizzazione di opere specifiche.

Terna ritiene, quindi che per le molteplici tipologie di pianificazioni presenti in Italia (per denominazioni e obiettivi, per il non rispetto del criterio di omogeneità sul territorio nazionale, per il diverso dettaglio e le differenti scale di studio degli strumenti regionali, provinciali e comunali) che gli elementi ritenuti più rappresentativi dei piani territoriali e paesistici regionali possano essere considerati e rientrare nelle problematicità da riallocare opera per opera e che gli elementi ritenuti più rappresentativi degli strumenti di pianificazione provinciale e comunale rientrino tra i criteri utilizzati per l'individuazione di una o più fasce di fattibilità di tracciato all'interno del corridoio ottimale.

Si evidenzia inoltre che la Regione Piemonte non ha inserito i tematismi con criterio A1, introdotti nella tabella nazionale:

- Quinte morfologiche e/o vegetazionali
- Versanti esposti a nord.

La Tabella 2-2 mostra la revisione che Terna propone alla luce delle osservazioni pervenute. Si assume che le categorie non menzionate in tabella e non considerate problematiche dalle Regioni, ricadano nella categoria delle aree Non Pregiudiziali.

Tabella 2-2 – Modificazioni ai Criteri ERPA avvenute nel corso del 2009

Esclusione		Repulsione		Problematicità		Attrazione	
E1	Vincoli normativi di esclusione assoluta: <ul style="list-style-type: none"> aeroporti aree militari 	R1	<p>Aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative:</p> <ul style="list-style-type: none"> urbanizzato discontinuo tutele areali e lineari art.136 D.Lgs. 42/2004 SIC, ZPS parchi naturali nazionali riserve statali Siti UNESCO – core zone <p>Aree idonee solo per il sorvolo:</p> <ul style="list-style-type: none"> frane attive aree a pericolosità molto elevata ed elevata di frana, valanga o inondazione 	P	<p>Aree in cui il passaggio è problematico per un'oggettiva motivazione documentata da parte degli Enti coinvolti e che richiedono pertanto un'ulteriore analisi territoriale.</p> <ul style="list-style-type: none"> tipologie non definite a priori 	A1	<p>Aree a migliore compatibilità paesaggistica in quanto favoriscono l'assorbimento visivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> quinte morfologiche e/o vegetazionali versanti esposti a Nord se non ricadenti in altri criteri
	E2		<p>Vincoli di esclusione stabiliti mediante accordi di merito, in quanto la normativa non ne esclude l'utilizzo per impianti elettrici:</p> <ul style="list-style-type: none"> urbanizzato continuo beni culturali art.10 D.Lgs. 42/2004 puntuali e beni paesaggistici art.136 D.Lgs. 42/2004 puntuali Siti UNESCO puntuali 		R2		<p>Attenzione stabilita da accordi di merito con riferimento alle aree protette:</p> <ul style="list-style-type: none"> IBA siti Ramsar rete ecologica Parchi regionali aree a pericolosità media e bassa di frana, valanga o inondazione
		R3	<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"> tutele art.142 D.Lgs. 42/2004 zone DOC⁴ e DOCG⁵ 				

⁴ Denominazione di origine controllata

⁵ Denominazione di origine controllata e garantita

2.3.2 Interventi transfrontalieri

Terna, in ottemperanza alle prescrizioni ricevute, esplicita i criteri e le modalità di identificazione degli interventi transfrontalieri. Come anticipato dal Rapporto Preliminare 2010, gli interventi di sviluppo di carattere transfrontaliero sono condivisi con i Gestori di rete confinanti, mediante appositi accordi internazionali e gli impatti ambientali ad essi associati saranno valutati nel rispetto delle reciproche normative di riferimento.

A questo proposito il Piano 2009, Sezione I - Capitolo 3, specifica che nella definizione degli scenari di sviluppo finalizzati alla previsione dell'evoluzione del sistema elettrico, sono tenute in considerazione anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (di seguito interconnector), avanzate secondo il quadro normativo comunitario e nazionale vigente. Risulta infatti tra i compiti di Terna, definiti dalla Concessione, quello di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi, al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Per rispondere agli obiettivi europei di politica energetica, la rete di trasmissione deve dunque essere sviluppata ponendosi gli obiettivi di incrementare la sicurezza e permettere un uso più efficiente della generazione e minimizzare i costi complessivi del sistema.

2.3.3 Generazione di alternative localizzative

La procedura semi-automatica per la generazione di alternative localizzative per elettrodotti aerei è riportata per esteso nel Paragrafo 9.3 del Rapporto Ambientale 2008, cui si rimanda.

2.3.4 Indicatori e schede intervento per la valutazione e il confronto tra alternative

L'applicazione dei criteri localizzativi permette di individuare possibili soluzioni alternative per ciascun intervento. Il confronto e la scelta tra tali alternative avviene all'interno del processo di concertazione, con modalità diverse a seconda della tipologia di intervento e del livello di avanzamento cui esso è giunto. Tali modalità sono descritte all'interno del capitolo 9 del Rapporto Ambientale 2008.

Il presente paragrafo integra tale capitolo, descrivendo le novità relative agli strumenti per la concertazione studiate con l'obiettivo di omogeneizzare e semplificare il procedimento, ossia:

- estensione della procedura ai tre livelli di concertazione: la metodologia di calcolo dei valori degli indicatori viene applicata in modo omogeneo a tutti e tre i livelli (strategico, strutturale ed attuativo). Ciò comporterà la redazione di una unica scheda, riformulata in modo da renderla di più semplice lettura;
- estensione della procedura a ciascuna tipologia di intervento: la stessa metodologia di calcolo dei valori degli indicatori viene applicata in modo omogeneo a ciascuna tipologia di intervento prevista dal PdS (elettrodotti aerei o in cavo interrato e sottostazioni).

Un modello di scheda intervento è riportato in Allegato B.

Il set di indicatori per la valutazione delle alternative è stato rivisto in funzione di alcuni principi stabiliti in alcuni incontri e scambi di documenti tra i gruppi di lavoro sul rapporto preliminare al rapporto ambientale 2010.

L'obiettivo principale è stato quello di predisporre, a partire dagli indicatori originali, un set di indicatori indirizzati certamente alla valutazione delle alternative, ma da cui estrarre specifici subset dedicati alla valutazione complessiva del Piano di Sviluppo, alla aderenza ai principi della sostenibilità ambientale, al monitoraggio della sua attuazione.

Si propone inoltre l'obiettivo di effettuare la sperimentazione di indicatori aggregati e di indici complessivi che verrà testato quest'anno e dopo verifiche di coerenza dei risultati possibilmente applicato con i Rapporti ambientali futuri.

La valutazione complessiva per il RA 2010 viene effettuata mediante aggregazioni a livello regionale e nazionale dei valori degli indicatori, che vengono in questa proposta riclassificati per poter essere aggregati secondo le dimensioni:

- Economica,
- Tecnica,
- Ambientale,
- Sociale.

Inoltre gli indicatori rivisitati, pur mantenendo il significato originale, devono essere validi e calcolabili per tutti i livelli di applicazione (strategico, strutturale e attuativo) ed essere applicabili in relazione ad ogni tipo di intervento di cui si vogliono valutare le alternative, sia esso un elettrodotto, una nuova stazione o un intervento di razionalizzazione.

Al fine di permettere le successive riaggregazioni (per territorio, per dimensione), gli indicatori devono subire un processo di normalizzazione, in modo che il valore in uscita sia variabile tra 0 (situazione peggiore) ed 1 (situazione migliore). Ogni indicatore potrà essere valutato, inoltre, secondo un peso che da quest'anno sarà oggetto di approfondimenti successivi da parte del gruppo di lavoro.

In questo documento vengono di seguito riportati tutti gli indicatori e messe in evidenza le nuove riformulazioni previste al fine di rispettare i principi precedentemente introdotti.

Le schede indicatore sono state divise in 4 sezioni secondo le dimensioni e ristrutturare con la rimozione del campo informativo relativo al livello di concertazione.

Il processo di normalizzazione in alcuni casi richiede degli approfondimenti, perché applicabile solo dopo un processo di benchmarking che definisca statisticamente il campo di esistenza dei valori misurabili dallo specifico indicatore.

Nelle tabelle 2.3 e 2.4 sono riassunti gli indicatori utilizzati per la valutazione delle alternative su ogni livello concertativo per elettrodotti e stazioni, rispettivamente in relazione alle modifiche intervenute rispetto al Rapporto Ambientale 2009 e alla correlazione con i criteri ERPA. La maggior parte di questi indicatori è stata già rivista nel Rapporto Ambientale 2009; altri, anche alla luce dei risultati derivanti dalla loro applicazione, sono stati rivisti, eliminati o più correttamente formulati. Per gli indicatori che hanno subito modifiche sono presenti, nell'Allegato A, gli aggiornamenti delle schede che ne descrivono significato, caratteristiche e modalità di calcolo.

Tabella 2-3 - Modifiche intervenute sugli indicatori per la valutazione delle alternative

	Codice	Descrizione	Modifica
Dimensione tecnica	TEC_01	Riduzione del rischio di disservizio elettrico	Assegnazione a 4 livelli qualitativi [0,0 – 0,3 – 0,7 – 1,0]
	TEC_02	Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete	Assegnazione a 4 livelli qualitativi [0,0 – 0,3 – 0,7 – 1,0]
	TEC_03	Rimozione dei limiti di produzione e di scambio	Assegnazione a 4 livelli qualitativi [0,0 – 0,3 – 0,7 – 1,0]
	TEC_06	Superfici a pendenza molto elevata	Normalizzato tra 0 ed 1
	TEC_07	Non-linearità	Normalizzato tra 0 ed 1
	TEC_08	Interferenze con infrastrutture	Modificato e normalizzato tra 0 ed 1
	AMB_14	Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	Spostato in Dimensione Tecnica e normalizzato tra 0 ed 1
Dimensione economica	ECO_01	Riduzione delle perdite di rete	Assegnazione a 4 livelli qualitativi [0,0 – 0,3 – 0,7 – 1,0]
	ECO_02	Riduzione delle congestioni	Assegnazione a 4 livelli qualitativi [0,0 – 0,3 – 0,7 – 1,0]
	ECO_04	Profittabilità	Assegnazione a 4 livelli qualitativi [0,0 – 0,3 – 0,7 – 1,0]
Dimensione sociale	SOC_01	Qualità del servizio	Assegnazione a 4 livelli qualitativi [0,0 – 0,3 – 0,7 – 1,0]
	SOC_02	Pressione relativa dell'intervento	Normalizzato tra 0 ed 1
	SOC_03/TER_07	Urbanizzato-edificato	Unito al Ter07 e normalizzato tra 0 ed 1
	SOC_04	Aree idonee per rispetto CEM	Normalizzato tra 0 ed 1
	TER_04	Aree agricole di pregio	Normalizzato tra 0 ed 1
	AMB_01	Aree di valore culturale e paesaggistico	Rivisto per classi di incidenza e normalizzato tra 0 ed 1
	AMB_02	Coerenza con la pianificazione territoriale paesaggistica	Non definito - In fase di revisione con MiBAC
	AMB_03	Elementi culturali e paesaggistici puntuali	Non definito - In fase di revisione con MiBAC
	AMB_04	Interferenza con la fruizione di beni culturali e paesaggistici	Non definito - In fase di revisione con MiBAC
	AMB_05	Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale	Non definito - In fase di revisione con MiBAC
	AMB_06	Aree con buona capacità di mascheramento	Invariato
	AMB_07	Aree con buone capacità di assorbimento visivo	Invariato
	AMB_08	Visibilità dell'intervento	Modificato con aree a minor illuminazione solare durante l'anno
Dimensione ambientale	AMB_09	Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale e regionale	Rivisto per classi di incidenza e normalizzato tra 0 ed 1
	AMB_10_R	Aree di pregio per la biodiversità di ordine locale	Rivisto per classi di incidenza e normalizzato tra 0 ed 1
	AMB_11	Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Modificato e normalizzato tra 0 ed 1
	AMB_12_R	Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine locale	Modificato e normalizzato tra 0 ed 1

	Codice	Descrizione	Modifica
	AMB_13	Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati	Invariato
	AMB_15	Emissioni evitate di gas climalteranti	In fase di revisione
	AMB_126	Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili	In fase di revisione
	AMB_03	Aree preferenziali	Invariato
	TER_05	Vincoli da pianificazione	Invariato
	TER_06	Attraversamento di aree vincolate da pianificazione	Invariato

Legenda:

	Esclusione
	Repulsione
	Attrazione

Tabella 2-4 - Modifiche intervenute sugli indicatori per la valutazione delle alternative

	Codice	Descrizione	Criteri ERPA	
Dimensione tecnica	TEC_01	Riduzione del rischio di disservizio elettrico		
	TEC_02	Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete		
	TEC_03	Rimozione dei limiti di produzione		
	TEC_06	Superfici a pendenza molto elevata		
	TEC_07	Non-linearità		
	TEC_07	Interferenze con infrastrutture		
	AMB_14	Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	R1	R2
Dimensione economica	ECO_01	Riduzione delle perdite di rete		
	ECO_02	Riduzione delle congestioni		
	ECO_03	Costo relativo intervento		
	ECO_04	Profittabilità		
Dimensione sociale	SOC_01	Qualità del servizio		
	SOC_02	Pressione relativa dell'intervento		
	SOC_03/TER_07	Urbanizzato-edificato	E2	R1
	SOC_04	Aree idonee per rispetto CEM		
	TER_04	Aree agricole di pregio	R1	R3
	AMB_01	Aree di valore culturale e paesaggistico	R1	R2
	AMB_02	Coerenza con la pianificazione territoriale paesaggistica		
	AMB_03	Elementi culturali e paesaggistici puntuali	E2	
	AMB_04	Interferenza con la fruizione di beni culturali e paesaggistici	R1	R2
	AMB_05	Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale	R1	R2
	AMB_06	Aree con buona capacità di mascheramento		

	Codice	Descrizione	Criteri ERPA		
	AMB_07	Aree con buone capacità di assorbimento visivo	A1		
	AMB_08	Visibilità dell'intervento	A1		
Dimensione ambientale	AMB_09	Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale e regionale	R1	R2	R3
	AMB_10_R	Aree di pregio per la biodiversità di ordine locale	R1	R2	R3
	AMB_11	Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	R1	R2	R3
	AMB_12_R	Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine locale	R1	R2	R3
	AMB_13	Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati			
	AMB_15	Emissioni evitate di gas climalteranti			
	AMB_126	Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili			
	AMB_03	Aree preferenziali			
	TER_05	Vincoli da pianificazione			
	TER_06	Attraversamento di aree vincolate da pianificazione			

Legenda:

	Esclusione
	Repulsione
	Attrazione

2.3.5 Interventi di Razionalizzazione

Le razionalizzazioni vengono definite come particolari interventi che possono comprendere, al loro interno, interventi di varie tipologie: interramenti, demolizioni, eventuali delocalizzazioni.

Per le opere di razionalizzazione si propone anche quest'anno di mantenere uno specifico capitolo dedicato, dove elencare solo gli specifici interventi. Due le differenze rispetto all'anno precedente: la prima è che gli indicatori vengono calcolati esclusivamente sulla parte di linee rimosse in valore assoluto e non viene fatto un bilancio con le opere che vengono realizzate; i motivi che hanno portato a questa scelta sono il frequente sfasamento temporale tra le due fasi di nuova realizzazione e di demolizione ed il fatto che il numero di chilometri demoliti (reale) viene messo a confronto con una lunghezza potenziale e quindi solo stimata dell'intervento a meno di non essere come minimo a livello attuativo. La seconda novità consiste nel trasformare i chilometri di linee rimosse direttamente in superficie di territorio liberata dalle fasce di asservimento, su cui effettuare i successivi calcoli di interferenza con le aree di pregio per la biodiversità e con le aree di valore culturale e paesaggistico.

L'idea di fondo è quella di mantenere una trattazione distinta degli interventi di razionalizzazione, importanti ai fini della coerenza esterna ed interna del Piano di Sviluppo e di effettuare il loro bilancio in maniera integrata, a livello di singolo intervento o di bilancio regionale, con le valutazioni delle nuove realizzazioni e delle demolizioni effettuate in corrispondenza con gli indicatori di valutazione nelle dimensioni tecnica, economica, sociale ed ambientale.

Nella tabella seguente Terna propone il set di indicatori per il Rapporto 2010, rivisto nell'ottica di un effettivo bilancio complessivo delle razionalizzazioni nell'ambito degli interventi del Piano di Sviluppo.

Tabella 2-5 - Indicatori per la valutazione delle alternative per razionalizzazioni

Obiettivo: Minimizzazione della pressione territoriale

▪ RAZTER01 Pressione territoriale (ha)
Obiettivo: Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna
▪ RAZAMB01 Aree di pregio per la biodiversità (ha) ▪ RAZAMB02 Aree di pregio per la biodiversità (%)
Obiettivo: Rispetto dei beni culturali e paesaggistici
▪ RAZAMB03 Aree di valore culturale e paesaggistico (ha) ▪ RAZAMB04 Aree di valore culturale e paesaggistico (%)
Obiettivo: Minimizzazione dell'interferenza visiva
▪ RAZAMB05 Impatto visivo della razionalizzazione (ha)

2.3.6 Interventi di riqualificazione elettrico-territoriale-ambientale

Ad integrazione di quanto riportato nel Rapporto Preliminare 2010 si segnala che, ferma restando l'esigenza di garantire sempre il rispetto delle disposizioni legislative ad oggi vigenti ed applicabili, alcuni degli interventi di sviluppo della RTN possono, ove opportuno, essere integrati da misure per la *riqualificazione elettrica, territoriale e ambientale*. Tra le misure di natura elettrica volte anche ad aumentare ulteriormente la compatibilità ambientale e paesaggistica dei nuovi interventi si possono citare, ad esempio:

- l'innalzamento dei sostegni (aumentando le distanze dal ricettore),
- la modifica di assetto dei conduttori o trasposizione delle fasi degli stessi,
- l'utilizzo di tecnologie a minor impatto visivo-paesaggistico (pali tubolari, ecc.),
- l'ottimizzazione dei tracciati del progetto e delle linee esistenti (varianti di tracciato),
- l'utilizzo di spirali per l'avifauna.

Tra le misure di natura territoriale e ambientale si ricordano le seguenti categorie:

- riqualificazioni ambientali,
- riqualificazioni urbanistiche,
- sistema di monitoraggio dei CEM.

Tra gli elementi che potrebbero guidare nella decisione di come, se e quando attribuire le compensazioni territoriali, si segnalano i seguenti criteri:

- sviluppo chilometrico dell'opera,
- n° sostegni,
- bilancio chilometrico delle eventuali razionalizzazioni, associate allo sviluppo,
- criticità dei territori interessati (cfr. criteri ERPA),
- criticità sociali,
- criticità ambientali,
- criticità paesaggistiche.

2.3.7 Fonti di dati

Per tenere conto delle osservazioni emerse nell'ambito dei lavori del Tavolo VAS nazionale relativamente alle fonti di dati, coerentemente con le prescrizioni ricevute, Terna propone ad ISPRA ed alle ARPA un

percorso di collaborazione per elaborare una sorta di catalogo per la classificazione e l'identificazione delle fonti informative utili. Lo scopo è quello di effettuare una ricognizione sistematica, per ogni fase del processo (monitoraggio del contesto e delle politiche, caratterizzazione del territorio tramite criteri ERPA, calcolo degli indicatori) e per ogni livello di avanzamento (strategico, strutturale, attuativo), delle tipologie di dati e delle informazioni disponibili che è opportuno utilizzare. Una volta effettuata tale ricognizione, per le fonti di livello regionale e locale occorrerà procedere a verificare la disponibilità effettiva dei dati, nonché le relative caratteristiche (scala, anno di aggiornamento, ecc.). Le fonti dati relative ad ogni Regione sono riportate nei relativi volumi, mentre viene qui presentata una tabella che contiene le fonti dati georiferiti disponibili a livello nazionale utilizzate da Terna.

A tale proposito, con riferimento a quanto specificato nella Dichiarazione di Sintesi correlata alla VAS del Piano di Sviluppo 2009 della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), in merito all'individuazione delle rotte migratorie dell'avifauna, "subordinata alla fruibilità di tali strati informativi in ambiente GIS ed alla fornitura dei medesimi a Terna da parte delle Amministrazioni competenti", si comunica che Terna ha avviato al riguardo una verifica con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). Da tale verifica è emersa la necessità di un'elaborazione a cura di ISPRA dei dati in suo possesso, al fine di giungere a predisporre dati georiferiti utilizzabili sulle principali rotte migratorie in Italia.

si segnala, inoltre, che dal 2008 è presente lo strato informativo relativo ai Siti UNESCO, fornito dal MiBAC, utile al calcolo degli indicatori per quanto riguarda il criterio di Repulsione R2. Inoltre sono state individuate le aree a migliore compatibilità paesaggistica, criterio di Attrazione A1, sulla base di alcuni strati informativi riportati nella seguente tabella.

Tra i dati già considerati da Terna si citano: quelli riportati della seguente Tabella 2-6, mentre in Tabella 2-7 è riportato un elenco dei dati georiferiti disponibili a livello nazionale.

Tabella 2-6 - Dati già considerati da Terna

Nome	Descrizione
Pianificazione territoriale	Piani di Parco (ex L. 394/91) Piani di risanamento acustico - Zonizzazioni acustiche Agende 21 PUTT, PTP e/o altri strumenti di pianificazione territoriale
Infrastrutture	Piani Regionali dei Trasporti, Pianificazione e programmazione specifica per modo di trasporto
Flora, fauna, biodiversità ed ecosistemi	Rete Ecologica Nazionale Zone di Protezione Ecologica Piani dei Parchi e di gestione delle riserve naturali Piani di gestione di SIC e ZPS e normative riguardanti le aree protette emanate dalle Regioni e dagli enti parco. Zone umide di importanza internazionale "Ramsar" (DPR 448/76)
Rischi naturali e antropici	Piano stralcio di Bacino Piani di Assetto Idrogeologico (PAI) Vincolo idrogeologico ai sensi del R.D 3267/1923 "Riordino e riforma della legislazione in materia di boschi e terreni Inventario dei fenomeni franosi in Italia (IFFI) Carte vulnerabilità degli acquiferi (Piani di tutela delle acque) Aree salvaguardia acque destinate alla produzione di acqua potabile (D.L 152/99 e D.L 152/2006) Piani Regionali delle Attività Estrattive (PRAE) Siti contaminati di interesse nazionale e Anagrafe dei siti contaminati predisposto dalle Regioni e Province autonome (art. 17 DM 471/99 e art.251 D.L. 152/06)

Tabella 2-7 - Fonti di dati georiferiti disponibili a livello nazionale

Nome	Descrizione	Copertura	Scala / risoluzione	Formato	Aggiornamento
Ortofoto	Ortofoto digitali a colori con risoluzione 50 cm	Tutto il territorio nazionale	1:10.000	Raster	2005-2007
DTM	Modello digitale del terreno	Tutto il territorio nazionale	20x20m, 80x80m, 250x250m	Raster	
Navteq Q2	Fonte dati per sistemi di navigazione satellitare	Tutto il territorio nazionale	1:5.000 1:25.000	Vettoriale	2006
Corine Land Cover 2000	Carta dell'Uso del Suolo	Tutto il territorio nazionale	1:100.000	Vettoriale	2000-2003
SITAP - Sistema informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico	Sistema informativo del MiBAC per i beni tutelati ex DLgs. 42/2004	Tutto il territorio nazionale	1:25.000	Vettoriale	
EUAP	Elenco Ufficiale delle Aree Protette fonte MATTM	Tutto il territorio nazionale		Vettoriale	
Atlarete	Atlante Nazionale della Rete elettrica	Tutto il territorio nazionale	1:10.000 1:200.000	Vettoriale	2008
AAPP	Aree protette di ordine Nazionale e Regionale, Siti di Importanza Comunitaria, Zone a Protezione Speciale	Tutto il territorio nazionale	1:10.000 1:25.000	Vettoriale	2008
Carta del Rischio del Paesaggio	Carta delle aree ex Ln 1497/39 a rischio paesaggistico	Tutto il territorio nazionale	1:25.000	Vettoriale	2007
SIN	Siti Inquinati Nazionali	Tutto il territorio nazionale		Raster/Vettoriale	
Siti Unesco	Cartografie dei Siti Unesco e relative Buffer Zone fornito dal MiBAC	Tutto il territorio nazionale		Vettoriale	2008
IGM	Cartografie IGMI	Tutto il territorio nazionale	1:25.000	Raster	
Geologia	Carta Geologica d'Italia	Tutto il territorio nazionale	1:100.000	Raster/Vettoriale	
De Agostini Geonext	Carta di base De Agostini Geonext	Tutto il territorio nazionale	1:200.000	Raster	

Al fine di favorire un dialogo concertativo più efficace e la comunicazione dei contenuti della documentazione prodotta, Terna intende predisporre un portale cartografico specificamente dedicato alla consultazione della cartografia prodotta.

3 CONTESTO PROGRAMMATICO E PIANI ENERGETICI REGIONALI

Il Piano di Sviluppo 2010 conferma la struttura delle precedenti edizioni, proponendo due sezioni: la prima ripercorre idealmente il processo decisionale che ha portato alla definizione di nuovi interventi di sviluppo sulla base di analisi dettagliate sullo stato della rete, come risulta dall'andamento negli ultimi 12 mesi; la seconda descrive interventi presenti in Piani precedenti per i quali ne viene riconfermata la necessità e illustrato lo stato d'avanzamento.

Il processo di pianificazione della RTN, come definito nella Sezione I del PdS, si basa su tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: la produzione, il consumo di energia elettrica e lo stato della rete. Tale processo, pertanto, inizia con la raccolta, la selezione e l'analisi delle informazioni relative essenzialmente a

- dati e informazioni desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato (PdS 2010 - Sezione I paragrafo 2.2 e 2.3), tra cui:
 - o le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra e in N-1) sul sistema di trasporto, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
 - o i dati sui valori di tensione diurni e notturni, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
 - o le statistiche di disalimentazione e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
 - o i segnali derivanti dal funzionamento del mercato elettrico del giorno prima (prezzi zonali, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni inter-zonali e alle frontiere ecc.), e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).
- previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico (PdS 2010 - Sezione I paragrafo 2.4), tra cui:
 - o i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica,
 - o lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (ri-potenziamenti di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali);
 - o l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
 - o le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
 - o le connessioni di utenti e di impianti di distribuzione alla RTN;
 - o gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo;
 - o le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
 - o le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

Apposita sezione è stata inoltre dedicata agli scenari energetici alternativi di lungo termine e all'impatto delle smartgrid sulla rete di trasmissione, anche in recepimento delle prescrizioni ricevute.

- le attuali criticità di esercizio della rete registrate nel corso del 2009 in tema di sicurezza e qualità del servizio riassunte in PdS 2010 - Sezione I paragrafo 2.2 e riportate nel dettaglio regionale nell'allegato PdS 2010 - Dettaglio degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione, definiti sempre nel capitolo 2 della Sezione I, riprendono quanto definito nel Codice di Rete che cita “[...] *Gestore, nell’attività di sviluppo della RTN, persegue l’obiettivo della sicurezza, dell’affidabilità, dell’efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un’adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all’ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione ed alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici. [...]*”.

3.1 Individuazione e scelta dello scenario di riferimento

La pianificazione degli sviluppi della rete richiede l’aggiornamento annuale degli scenari previsionali a medio e lungo termine, richiedendo uno sforzo continuo di analisi dello stato attuale e sintesi dei diversi driver. Nel merito, al fine di migliorare il processo di elaborazione degli scenari futuri, il Piano di Sviluppo di Terna raccoglie le valutazioni di diverse anime aziendali e studi di settore promossi da aziende indipendenti. Il paragrafo successivo tratta la definizione della base dati per l’elaborazione di un set di scenari evolutivi a medio e lungo termine, focalizzati rispettivamente agli anni obiettivi n+5 e n+10; su ciascun orizzonte temporale il processo di pianificazione esamina l’eventuale insorgere di congestioni di rete e i necessari rinforzi associati. Nella Sezione I del PdS 2010, paragrafo 3.4.2 è illustrato uno scenario alternativo di massima a lungo termine, che prevede lo sviluppo delle rinnovabili congruente agli obiettivi europei del 20-20-20, una riduzione dei consumi ed un incremento della produzione da fonti rinnovabili, con macrovalutazioni e previsioni sui conseguenti possibili sviluppi della RTN.

3.1.1 Evoluzione della domanda di energia

Nel PdS viene proposto un unico valore 1,6% incremento della domanda, 0,6% PIL e 1,1 % l’intensità elettrica.

Tabella 3-1 - Andamento della domanda di energia, del PIL e dell’intensità elettrica nello scenario di riferimento

Anni 2008-2019	Domanda di energia	PIL	Intensità elettrica
	1,6%	0,6	1,1

3.1.2 Sviluppo del parco produttivo

Nel corso degli ultimi anni, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo termoelettrico 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), circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, che renderanno disponibili circa 24.000 MW elettrici.

Circa il 40% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell’area Nord del Paese ed il 43% è localizzato nel Sud, mentre poco meno del 47% degli impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) è concentrato nel Meridione, principalmente in Campania, Puglia e Calabria. 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.

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile, che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento. Il maggiore contributo è fornito dagli impianti eolici, la cui capacità produttiva ha superato i 4.800 MW. Questi impianti sono tuttavia caratterizzati da una fonte primaria discontinua che non rende possibile l'utilizzo a programma della potenza installata.

In totale le richieste di connessione di impianti eolici e fotovoltaici alla rete elettrica di trasmissione nazionale ammontano a circa 96.000 MW. Al fine di avere un'idea della capacità che presumibilmente entrerà in servizio nel prossimo triennio, è possibile considerare gli impianti per i quali sono stati assunti dai proponenti impegni economici a copertura degli oneri di connessione alle reti di trasmissione e di distribuzione, mentre al fine di individuare uno scenario di sviluppo degli impianti eolici al 2014/2015 si possono considerare gli impianti che hanno accettato la soluzione di connessione e sottoscritto impegni per la progettazione di massima.

Nella Sezione I – paragrafo 2.4 sono riportate nel dettaglio la potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia a fine 2009 e le previsioni di medio termine attese.

3.2 Piano di Sviluppo e pianificazione energetica

Il Piano di Sviluppo della RTN si inserisce in un contesto caratterizzato dalla presenza di una moltitudine di piani e programmi territoriali e settoriali. Si delinea perciò la necessità di favorire un coordinamento con gli altri strumenti di pianificazione e programmazione, affinché un approccio armonizzato permetta una corretta evoluzione e implementazione della rete e una maggiore sostenibilità dell'insieme delle scelte che riguardano il territorio. Tale coordinamento deve essere organizzato e reciproco e può essere attuato proprio tramite il processo di VAS, ovvero attraverso le consultazioni effettuate nel corso del suo svolgimento e l'analisi di coerenza esterna in relazione agli altri livelli e settori di pianificazione e programmazione. Si può quindi pensare ad un'interazione reciproca tra i soggetti responsabili nei diversi settori: i responsabili della programmazione energetica (e territoriale) potranno essere consultati nella VAS dei piani di sviluppo della rete e viceversa i responsabili della rete potranno essere consultati nell'ambito della VAS dei piani energetici (e territoriali). Così facendo si introduce l'opportunità di segnalare, ad esempio, i casi in cui la realizzazione di nuovi impianti di produzione crea esigenze di collegamento alla rete o di rinforzo della rete, problematiche da un punto di vista elettrico e ambientale. Terna si ripropone quindi di riferire al Tavolo VAS nazionale le attività di coordinamento alle quali partecipa ed i rispettivi esiti e di documentarle puntualmente nel Rapporto Ambientale.

In mancanza di un Piano Energetico Nazionale vigente, i Piani Energetici Regionali (PER) e i Piani Energetico Ambientali Regionali (PEAR) sono gli strumenti principali di programmazione del sistema energetico in Italia. Conoscere le politiche energetiche è particolarmente rilevante, sia per tenere conto di eventuali azioni di tipo energetico ambientale che possano influenzare in misura significativa il fabbisogno di energia elettrica nell'orizzonte pluriennale considerato, sia per poter coordinare la pianificazione della rete e la programmazione della produzione di energia. Infatti l'adeguamento della rete a quanto viene pianificato dalle singole Regioni in termini di produzione energetica (ma anche di localizzazione di infrastrutture, sviluppo degli insediamenti produttivi, ...) può rendere necessarie soluzioni di sviluppo con effetti rilevanti da un punto di vista economico e ambientale, qualora manchino un coordinamento d'area vasta ed una visione d'insieme delle variabili in gioco.

3.2.1 La pianificazione energetica a livello regionale

In particolare per quanto riguarda la pianificazione energetica, è possibile proporre in questa sede un breve resoconto, relativo sia alla definizione sia ad obiettivi e contenuti di tali strumenti.

In Tabella 3-2 vengono elencati i Piani energetici regionali e provinciali. Si evidenzia il fatto che tali piani sono disomogenei in quanto: hanno diverso orizzonte temporale della pianificazione, proiezioni e dati sul bilancio energetico con scale e unità di misura eterogenei per ogni piano, anni di riferimento alla base delle proiezioni differenti. Essi, inoltre, risalgono ad anni diversi, quindi presentano un grado di aggiornamento variabile.

Le principali criticità, in relazione alla pianificazione della RTN, riguardano la presenza di dati a volte superati, anche in conseguenza dei tempi particolarmente lunghi per l'approvazione dei Piani, e in qualche caso la mancata correlazione tra le previsioni del fabbisogno energetico regionale, l'insediamento di nuovi impianti produttivi e lo sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale.

I piani più recenti, ad esempio quelli di Basilicata e Abruzzo, hanno dato spazio alle implicazioni sulla RTN, dedicando all'argomento un'apposita sezione. Riferimenti al Piano di Sviluppo della RTN sono presenti, inoltre, in Piani energetico ambientali emanati più indietro nel tempo, quali quelli delle Regioni Calabria, Marche, Piemonte e Umbria. Hanno seguito quest'indirizzo anche alcune delle Regioni che hanno già raggiunto uno stadio di attualizzazione o ridefinizione dei loro Piani avanzato, quali Basilicata e Lazio, i cui piani sono in corso di approvazione. Molte delle rimanenti Regioni, infine, si stanno muovendo in questa direzione: Campania, Sardegna e Veneto.

Fra i Piani Energetici le cui Amministrazioni regionali non hanno ritenuto opportuno far riferimento allo sviluppo della RTN, si ricorda il PIER (Piano di Indirizzo Energetico Regionale) della Toscana, il quale, comunque, prevede la predisposizione di opportuni documenti di monitoraggio semestrali, nei quali la Giunta regionale recepisce lo stato di avanzamento delle opere presenti nel Piano di Sviluppo della RTN predisposto da Terna.

Ad oggi, Terna monitora costantemente l'evolversi della pianificazione energetico ambientale regionale, seguendo l'iter di approvazione di tutti i piani energetico ambientali regionali attraverso le sedi istituzionalmente previste: Forum di Agenda21, ove attivati, consultazioni delle Giunte regionali, audizioni nelle commissioni consiliari competenti nelle Regioni.

Terna, proprio per consentire alle Regioni di disporre di tutti gli elementi necessari alla definizione delle loro politiche energetico ambientali, oltre che a coinvolgerle nel Tavolo VAS nazionale e a consultarle in qualità di soggetto con competenze ambientali, ha avviato una collaborazione con le Regioni stesse per mettere a disposizione dati sul bilancio elettrico regionale ed altre informazioni utili alla predisposizione dei Piani. Ogni anno, infatti, l'Ufficio di statistica di Terna, che fa parte del Sistema Statistico Nazionale (SISTAN), raccoglie ed elabora tutti i dati del settore elettrico nazionale e pubblica il volume "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia". Nell'annuario, oltre all'illustrazione di indicatori circa il rapporto fra popolazione, reddito e consumi di energia e delle caratteristiche della produzione elettrica a livello nazionale, è presente una sezione regionale contenente sia una descrizione dettagliata della consistenza e delle tipologie degli impianti elettrici, sia i consumi di energia su base territoriale, con riguardo ai singoli settori merceologici. Terna mette quindi a disposizione delle Regioni un set di informazioni dettagliato, che consente un'approfondita analisi dei sistemi elettrici regionali. Oltre i dati statistici regionali, Terna fornisce anche le previsioni sull'andamento del fabbisogno regionale con orizzonte decennale, nonché una disamina dello stato della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale ricadente nel territorio regionale, con la descrizione degli interventi di sviluppo della RTN contenuti nel Piano.

Tabella 3-2 - Stato di avanzamento dei piani energetici

Regioni	Piani energetici
Abruzzo	Piano regionale relativo all'uso dell'energia da fonti rinnovabili: approvato nel 2001. PEAR: approvato dal CR in data 15.12.2009.
Basilicata	PIEAR: testo licenziato dalla III Commissione consiliare a fine 2009; attesa approvazione del CR per inizio 2010.
Calabria	PEAR: approvato dal CR nel 2005. Piano Energetico della Provincia di Catanzaro: approvato nel 2004.
Campania	Disegno di Legge regionale in materia di energia: approvato nel 2005. Linee di indirizzo strategico per il Piano Energetico Ambientale approvate nel 2008. PEAR: approvato dalla GR a maggio 2009 attualmente in consultazione VAS. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Benevento: approvato nel 2004.
Emilia-Romagna	PEAR: approvato dal CR nel 2007. Piano Energetico della Provincia di Bologna: approvato nel 2003.
Friuli Venezia Giulia	PER: approvato dalla GR nel 2007.
Lazio	PEAR: approvato dalla GR nel 2008.
Liguria	PEAR: approvato dal CR nel 2004. Aggiornamento obiettivi del PEAR per l'energia eolica: Approvato nel 2009
Lombardia	PER: approvato dalla GR nel 2003. Piano d'azione per l'energia: approvato nel 2007. Aggiornamento Piano d'azione per l'energia: approvato nel 2008. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Cremona: approvato nel 2003. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Como: approvato nel 2005.
Marche	PEAR: approvato dal CR nel 2005. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Pesaro Urbino: approvato nel 2005. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Ascoli Piceno: in fase di definizione dal 12/2006.
Molise	PEAR: approvato dal CR nel 2006.
Piemonte	PEAR: approvato dal CR nel 2004. Relazione programmatica per l'Energia: approvata dalla GR nel 2009. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Torino: approvato nel 2003. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Biella: approvato nel 2002. Piano Energetico Ambientale della Provincia del Verbano Cusio Ossola: approvato nel 2004.
Puglia	PEAR adottato dalla GR nel 2007.
Sardegna	PEAR: Approvato nel 2003. Nuovo PEAR: adottato dalla GR nel 2006 in VAS dal 12/2008.
Sicilia	PEAR: approvato dalla GR nel 2009. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Palermo: approvato nel 2006.
Toscana	PIER (Piano di Indirizzo Energetico Regionale 2007-2010: approvato dal CR nel 2008. 1° Documento di monitoraggio del PIER: Adottato dalla GR nel 2009. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Siena: approvato nel 2003. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Lucca: approvato nel 2001. Piano Energetico Ambientale della Provincia di Massa Carrara: approvato nel 2006.
Umbria	PEAR: approvato della GR nel 2004.
Valle d'Aosta	PEAR: approvato dal CR nel 2003.
Veneto	PEAR: approvato dalla GR nel 2005.
Provincia Autonoma	Piano Energetico Ambientale Provinciale: approvato dalla GP nel 2003.

Regioni	Piani energetici
di Trento	
Provincia Autonoma di Bolzano	Piano Energetico Ambientale Provinciale: approvato dalla GP nel 1997.

Confrontando, tuttavia, gli obiettivi prefissati dai vari atti di programmazione energetica regionale (reperibili nella banca dati dello “Osservatorio politiche energetiche” dell’ENEA – <http://enerweb.casaccia.enea.it/enearegioni/UserFiles/OSSERVATORIO/Sito/osservatorio.htm>) con gli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili effettivamente realizzati ed entrati in esercizio (cfr. Annuario statistico Terna 2008), emerge che il raggiungimento di tali obiettivi è, nella maggior parte dei casi, assolutamente non in linea né con le quantità, né con le tempistiche prefigurate dalle regioni, ragion per cui non è possibile individuare in tali obiettivi dei punti di riferimento in tutto validi per la pianificazione dello sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale.

In merito invece alla produzione elettrica ottenuta in Italia da impianti a fonti rinnovabili (idroelettrici, geotermici, eolici, a biomassa e fotovoltaici), in Tabella 3.3 è riportata per ogni regione, la percentuale di copertura del proprio fabbisogno elettrico con fonti energetiche rinnovabili, in base agli ultimi dati statistici disponibili di Terna (anno 2008); nella tabella viene anche effettuato il confronto con i dati del 2007 da cui si evidenzia la tendenza evolutiva della produzione da fonti rinnovabili.

Dai dati espressi in tabella emerge che quasi la metà delle regioni continua ad avere un ricorso al rinnovabile inferiore al 15% rispetto alla propria richiesta elettrica, solo tre regioni (Valle d’Aosta, Trentino Alto Adige, Molise) producono elettricità per oltre il 30% da fonti rinnovabili e solo due regioni (Valle d’Aosta e Trentino Alto Adige) producono energia elettrica, esclusivamente da fonte idrica, molto di più di quanto consumino.

Tabella 3-3 – Percentuale di impiego delle fonti rinnovabili rispetto alla richiesta di energia elettrica

Regione	2007	2008
Piemonte	19,2%	21,9%
Valle d'Aosta	234,5%	243,0%
Lombardia	13,8%	18,3%
Trentino Alto Adige	105,0%	138,8%
Veneto	11,2%	13,4%
Friuli Venezia Giulia	14,7%	18,4%
Liguria	3,4%	4,8%
Emilia Romagna	5,8%	7,1%
Toscana	28,8%	29,3%
Umbria	16,5%	19,4%
Marche	3,3%	7,2%
Lazio	4,0%	5,1%
Abruzzi	16,1%	21,8%
Molise	22,3%	31,5%
Campania	6,5%	7,7%
Puglia	7,7%	11,0%

Regione	2007	2008
<i>Basilicata</i>	16,3%	17,4%
<i>Calabria</i>	24,1%	24,0%
<i>Sicilia</i>	4,6%	5,5%
<i>Sardegna</i>	9,1%	8,8%
Totale Italia	14,5%	17,6%

Complessivamente, a livello nazionale nel 2008 si è avuto un aumento di oltre 3 punti rispetto al 2007 pari ad un incremento del 21% della produzione elettrica da fonti rinnovabili, il che ha consentito all'Italia di raggiungere, limitatamente al comparto elettrico, l'obiettivo del 17% ad essa affidato per il 2020 dalla Direttiva europea 2009/28/CE in termini di produzione complessiva di energia da fonte rinnovabile rispetto ai consumi.

La crescita percentuale di produzione da fonti rinnovabili maggiore è stata quella della regione Marche, grazie soprattutto, come si può evincere dai dati statistici di dettaglio sulla produzione del 2008 (cfr. www.terna.it alla sezione "Sistema Elettrico – Statistiche e Previsioni"), ai maggiori apporti idrici del 2008 rispetto all'anno precedente, mentre la regione che ha visto la maggior crescita assoluta annuale di produzione da fonte rinnovabile, anche in questo caso idroelettrica, è stata la Lombardia.

Infine, sempre dall'analisi dei dati statistici di dettaglio del 2007 e 2008, la maggior crescita di produzione assoluta annuale eolica e fotovoltaica è stata raggiunta dalla Regione Puglia, con un + 239,6 GWh di eolico e un + 20 GWh di fotovoltaico.

4 SCELTE DI PIANO

Come anticipato nel capitolo precedente, gli interventi di sviluppo contenuti all'interno del Piano di Sviluppo 2010 della Rete di Trasmissione Nazionale sono suddivisi nelle due sezioni del documento:

- la Sezione I contiene i nuovi interventi di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale ed ha il compito di fornire un quadro dettagliato riguardante le nuove esigenze di sviluppo evidenziate nel corso dell'anno;
- la Sezione II illustra l'aggiornamento sullo stato di avanzamento degli interventi già previsti nei precedenti PdS.

4.1 Obiettivi del Piano di Sviluppo

Come già espresso nell'ambito del Rapporto Ambientale 2008 (cap. 1.6), *"il Piano di Sviluppo della RTN si configura come un piano particolare, sia per la periodicità annuale con la quale viene predisposto, sia per l'elevato grado di complessità dovuto alla necessità di coordinare e gestire processi decisionali di livello nazionale e regionale. L'articolazione del processo decisionale che porta alla definizione degli interventi di sviluppo può essere formulata come segue.*

In base alla previsione del fabbisogno di energia elettrica ed alla evoluzione del parco produttivo, allo stato della rete di trasmissione, alle criticità elettriche, attuali e previsionali, vengono individuate le esigenze di sviluppo della rete.

Le esigenze sono di natura elettrica e derivano da studi di rete su modelli complessi. Le opere non sono in questa fase localizzate univocamente sul territorio: ad esempio, può emergere la necessità di realizzare una nuova linea elettrica che colleghi due porzioni di rete esistenti, ma inizialmente non ne viene individuato il tracciato; ne viene solo stimata una lunghezza di massima per ottenere i parametri elettrici della linea da inserire nel modello di rete".

Di seguito vengono esplicitati sinteticamente i principali obiettivi degli interventi di sviluppo, già riportati nella edizione 2009 e ripresi dal PdS 2010 – Sezione I, paragrafo 3.1.

Tabella 4-1 - 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.

Obiettivi	Descrizione
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 all'esigenze individuate dal Terna6 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, di 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.
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.

4.2 Interventi previsti dal Piano di Sviluppo della RTN 2010

4.2.1 Nuovi interventi introdotti dal Piano di Sviluppo 2010

I nuovi interventi di sviluppo previsti nel Piano di Sviluppo 2010 sono aggregati per area geografica e di seguito riportati. Per ciascuna area geografica vengono riportate nel dettaglio le principali caratteristiche elettriche.

Si fa altresì presente che nella Sezione I del PdS 2010, per ogni intervento del Piano viene proposta, laddove possibile, una data di entrata in servizio, che rappresenta la miglior stima possibile in merito al completamento delle attività previste e tiene conto dell'effettiva urgenza dell'opera, mediata da alcune variabili quali: la condivisione preventiva con gli EE.LL. per la migliore soluzione localizzativa; i tempi autorizzativi stimati; i tempi di coordinamento con Terzi eventualmente coinvolti; i tempi tecnici standard in funzione della tipologia di opera.

Gli interventi previsti dalla Sezione I PdS 2010 sono elencati di seguito suddivisi per area geografica e per motivazione individuate dal Piano, che può essere di due tipologie:

- Interventi per la riduzione delle congestioni (motivazione "A")
- Interventi per la qualità e sicurezza del servizio (motivazione "B").

Parte di questi interventi, elencati nelle Tabella 4-2 e Tabella 4-5 sono stati analizzati nel dettaglio per la valutazione complessiva: nelle stesse Tabelle si trova indicazione del Rapporto regionale in cui è contenuta la trattazione. Le motivazioni che hanno condotto alla scelta di effettuare l'analisi dettagliata sono legate alla identificazione di potenziali effetti significativi sull'ambiente per gli interventi in fase di concertazione.

⁶ 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)

Tabella 4-2 - Nuovi interventi di sviluppo (Sezione I)

PdS 2010 - Sezione I Area Nord Ovest	Motivazioni	Anno	Trattazione
Riassetto rete Val Sesia	B	Da definire	Rapp. Piemonte 2010
Riassetto rete AT Nord Torino	B	2015	Rapp. Piemonte 2010
Stazione 380 kV Venaus	A	2014/2015	Rapp. Piemonte 2010
Stazioni 380 kV di Leynì, Vignole e Piossasco	B	2015/lungo termine	
Rete Sud Torino	B	Lungo termine	Rapp. Piemonte 2010
Rete Cuneo/Savona	B	Da definire	Rapp. Piemonte 2010 Rapp. Liguria 2010

PdS 2010 - Sezione I Area Nord	Motivazioni	Anno	Trattazione
Nuovo elettrodotto 380 kV "Cassano – Chiari"	A	Lungo termine	Rapp. Lombardia 2010
Stazioni 380 kV Bovisio, Turbigo	B	2015/lungo termine	Rapp. Lombardia 2010
Elettrodotto 220 kV "Glorenza – Tirano -der. Premadio"	A	2015	Rapp. Lombardia 2010
Elettrodotto 132 kV "Solaro – Arese"	B	Da definire	Rapp. Lombardia 2010
Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza	B	2015	Rapp. Lombardia 2010
Razionalizzazione 132 kV Cremona	B	Da definire	Rapp. Lombardia 2010
Riassetto rete AT area Como	B	2014	Rapp. Lombardia 2010
Riassetto rete AT area Lecco	B	2014	Rapp. Lombardia 2010
Elettrodotto 132 kV "Arena Po-Copiano	B	Da definire	Rapp. Lombardia 2010

PdS 2010 - Sezione I Area Nord-Est	Motivazioni	Anno	Trattazione
Elettrodotto 132 kV "S. Floriano – S.Michele" (TN)	B	2014	Rapp. Trento 2010
Riassetto rete alto Bellunese (BL)	A	Lungo termine	Rapp. Veneto 2010
Potenziamento rete AT Padova (PD)	B	Lungo termine	Rapp. Veneto 2010
Potenziamento rete AT Vicenza (VI)	B	Lungo termine	Rapp. Veneto 2010
SE 220 kV Castelbello (BZ)	B	2014	Rapp. Bolzano 2010

PdS 2010 – Sezione I Area Centro-Nord	Motivazioni	Anno	Trattazione
Stazione 380 kV Forlì	B	2015	
Nuova SE 380 kV Vaiano	B	Da definire	Rapp. Toscana 2010
Rete metropolitana di Firenze	B	Da definire	Rapp. Toscana 2010
Rete area Forlì/Cesena	B	Lungo termine	Rapp. Emilia Romagna 2010
Rete nord-ovest Emilia	B	Lungo termine	Rapp. Emilia Romagna 2010
Rete Sud-Toscana	B	Da definire	Rapp. Toscana 2010
Riassetto rete area Livorno	B	Lungo termine	

PdS 2010 - Sezione I Area Centro	Motivazioni	Anno	Trattazione
Riassetto rete Teramo/Pescara	B	Da definire	Rapp. Abruzzo 2010
Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano	B	Lungo termine	Rapp. Lazio 2010
Riassetto rete Roma Ovest/Roma SudOvest	B	2011/ Lungo termine	Rapp. Lazio 2010
Rete AT Candia/Cappuccini	B	Da definire	Rapp. Marche 2010
Rete AT Candia/Rosara	B	Lungo termine	Rapp. Marche 2010
Stazione 380 kV Montalto	B	2014	
Stazione 380 kV Rosara	B	2015	

PdS 2010 - Sezione I Area Sud	Motivazioni	Anno	Trattazione
Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	A	Lungo termine	Rapp. Basilicata 2010
Riassetto rete AT penisola Sorrentina	B	2014	Rapp. Campania 2010
Stazione 380 kV Rossano (CS)	B	2010	Rapp. Campania 2010

PdS 2010 - Sezione I Area Sicilia	Motivazioni	Anno	Trattazione
Riassetto area metropolitana di Palermo	A	2015	Rapp. Sicilia 2010
Interventi nell'area a nord di Catania	B	2014/2015	Rapp. Sicilia 2010
Stazione 220 kV Noto	B	2014/2015	Rapp. Sicilia 2010

PdS 2010 - Sezione I Area Sardegna	Motivazioni	Anno	Trattazione
Nuovo elettrodotto 150 kV "Taloro – Bono - Buddusò" (NU)	B	Lungo termine	Rapp. Sardegna 2010
Elettrodotto 150 kV Fiumesanto Porto Torres	B	2015	Rapp. Sardegna 2010
Stazione 220 kV Sulcis (CI)	B	2015	Rapp. Sardegna 2010

Tabella 4-3 - Suddivisione geografica dei nuovi interventi (sezione I PdS)

PdS 2010 - Sezione I Sintesi per area	N° interventi
Nord Ovest (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria)	6
Nord (Lombardia)	9
Nord Est (Friuli V.G., Trentino A.A., Veneto)	5
Centro Nord (Emilia Romagna, Toscana)	7
Centro (Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Lazio)	7
Sud (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria)	3
Sicilia	3
Sardegna	3
Totale	43

Tabella 4-4 - Suddivisione per finalità dei nuovi interventi di sviluppo

PdS 2010 - Sezione I Sintesi per finalità	N° interventi
Riduzione delle congestioni e il miglioramento della sicurezza	6
Miglioramento della qualità del servizio	37

4.2.2 Stato di avanzamento di opere appartenenti a piani già approvati

Sono di seguito riportati gli interventi presenti nel PdS 2010 - Sezione II e già proposti nel PdS 2009 e quindi approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 23 Dicembre 2009.

Sempre nel PdS 2010 - Sezione II è riportata, al Capitolo 3, la classificazione delle opere in base alle esigenze che le hanno determinate e ai benefici prevalenti attesi.

Nell'ottica di fornire al lettore uno strumento chiaro e leggibile delle iniziative di sviluppo, gli interventi nel Piano sono stati anche suddivisi in due macro gruppi:

Interventi previsti: già proposti in piani precedenti e dei quali vengono forniti aggiornamenti sullo stato di avanzamento;

Interventi su impianti esistenti o autorizzati: che hanno ricadute all'interno di un'area già asservita alla funzione di trasporto (principalmente su stazioni elettriche esistenti), o già autorizzati;

Nel PdS 2010, diversamente dal PdS 2009, non figura il macro gruppo degli "interventi modificati", in quanto non risultano interventi proposti in piani precedenti e profondamente modificati o integrati al punto da dover essere riproposti nella Sezione I del Piano (nuove esigenze).

Per migliorare la coerenza e la tracciabilità tra Piano di Sviluppo e Rapporto Ambientale, i volumi regionali del RA 2010 suddividono gli interventi in quattro macro gruppi (categorie):

Interventi privi di potenziali effetti significativi sull'ambiente: corrispondono agli "interventi su impianti esistenti" del PdS;

Interventi da avviare in concertazione: si ritrovano fra gli "interventi previsti" del PdS, che comprendono sia interventi in concertazione che interventi da avviare in concertazione; in linea teorica generale, se non diversamente specificato, si può assumere che tutti i "nuovi interventi" (Sezione I del PdS 2010), in quanto tali, possono essere considerati come potenziali interventi "da avviare in concertazione", fatti salvi quelli che interessano aree già asservite alla funzione di trasporto (ad es. interventi all'interno di stazioni elettriche esistenti).

Interventi in concertazione: si ritrovano fra gli "interventi previsti" del PdS, che comprendono sia interventi in concertazione che interventi da avviare in concertazione;

Interventi al di fuori dell'ambito VAS: rientrano in questa categoria gli interventi che nel PdS sono indicati come: interventi in autorizzazione (e quindi nell'ambito di competenza della procedura di VIA), interventi autorizzati (e quindi già valutati ambientalmente), interventi in realizzazione, connessioni.

La tabella seguente riporta gli interventi della Sezione II; oltre alla zona di appartenenza, alla motivazione e alla categoria di appartenenza tra quelle sopra definite, vengono specificate per ogni intervento anche la data di avvio previsto delle opere e la presenza o meno di una scheda intervento nel Rapporto Ambientale.

La legenda per le colonne della Tabella 4-5 è la seguente:

Interventi:

(...): tra parentesi si riporta la precedente denominazione laddove il nome sia stato modificato

Categorie:

1. Interventi privi di potenziali effetti significativi sull'ambiente
2. Interventi da avviare in concertazione
3. Interventi in concertazione
4. Interventi al di fuori dell'ambito VAS

Motivazioni:

1. Riduzione delle congestioni;
2. Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva;
3. Interconnessioni con l'Estero;
4. Sviluppo aree metropolitane;
5. Qualità del servizio.

Tabella 4-5 - Interventi di sviluppo appartenenti a piani già approvati (Sezione II)

	PdS 2010 - Sezione II Area Nord Ovest	Motivazioni	Categoria	Anno
Interventi previsti	Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella	1	4	2012
	Interconnessione Italia – Francia	3	4	Lungo termine
	Razionalizzazione Valle d'Aosta	3	3	2014
	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	4	4	2012/ lungo termine
	Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria	1	3	2014/ lungo termine
	Interventi per adeguamento portate elettrodotti a 380 kV		1	Da definire
	Stazione 380 kV S. Colombano (GE)	1	1	Lungo termine
	Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino	4	3	2012/ lungo termine
	Razionalizzazione 132 kV Genova	4	4	Lungo termine
	Razionalizzazione 132 kV Rete tra Val d'Aosta e Piemonte		2	Lungo termine
	Elettrodotti 132 kV Mercallo – Cameri e Cameri – Galliate		2	Lungo termine
	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella		4	Lungo termine
	(Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano) e scrocio di Murazzo		3	2013
	Elettrodotto 132 kV Imperia - S. Remo		2	Lungo termine
	Elettrodotti 132 kV Vetri Dego – Spigno e Bistagno – Spigno		2	Lungo termine
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Sud		4	2010/2011
	Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Nord		4	2011
	Stazione 380 kV Leyni	5	1	2012
	Stazione 380 kV La Spezia		4	2010
	Stazione 380 kV Rondissone		1	2012
	Stazione 220 kV Verampio (VB)		4	2010
	Stazione 220 kV Novara Sud		1	2014
	Stazione 220 kV Ponte (VB)		1	Lungo termine
	Elettrodotto 132 kV Cairo-Murialdo		4	Da definire

	PdS 2010 - Sezione II Area Nord	Motivazioni	Categoria	Anno
Interventi previsti	Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza	1	2	Lungo termine
	Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella		4	2012
	Elettrodotto 132 kV Malpensata - Bas (BG)		2	2013
	Elettrodotto 132 kV Novara Sud – Magenta		2	2012
	Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)		3	Lungo termine
	Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi	1	4	2015

	PdS 2010 - Sezione II Area Nord	Motivazioni	Categoria	Anno
	Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia	4	2	2015
	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano	4	4	2012
	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia		2	2012
	Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (BG)	5	2	Lungo termine
	Stazione 380 kV Cagno (CO)		4	2011
	Stazione 380 kV Cislago (VA)		4	2012
	Stazione 380 kV Magenta (MI)	1	2	Lungo termine
	Stazione 380 kV Mese (SO)	2	2	2014
	Stazione 380 kV Travagliato (BS)	1	2	2014
	Stazione 220 kV di Mincio (BS)	5	2	2012
	SE 220 kV Musocco (MI)	5	3	2014
	Stazione 220 kV Sud Milano (MI)		2	2013
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi		1	2012
	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)		4	2011/2012
	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)		4	2012
	Stazione 380 kV Baggio (MI)		1	2012
	Stazione 380 kV Bovisio (MI)		1	2012
	Stazione 380 kV Brugherio (MI)		1	2015
	Stazione 380 kV Caorso (PC)		1	2012
	Stazione 380 kV Chiari (BS)		1	2012
	Stazione 380 kV Ospiate (MI)		1	2012
	Stazione 380 kV Ostiglia (MN)		1	2012
	Stazione 380 kV Pian Camuno (BG)		1	2012
	Stazione 380 kV Tavazzano (LO)		1	2010
Stazione 380 kV Turbigo (MI)		1	2015	

	PdS 2010 - Sezione II Area Nord-Est	Motivazioni	Categoria	Anno
Interventi previsti	Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Austria	3	2	Lungo termine
	Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Slovenia	3	2	Lungo termine
	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	1	3	2014
	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)	2	4	2012
	Elettrodotto 132 kV “Castelfranco – Castelfranco Sud” (TV)		2	2014
	Elettrodotto 132 kV “Redipuglia – Randaccio”		4	2014/2015
	Elettrodotto 132 kV “Arco - Riva - Storo” (TN)		4	2010
	Elettrodotto 132 kV Brunico Hydros - Brunico CP (BZ)		4	2012
	Elettrodotto 132 kV Desedan – Forno di Zoldo (BL)		3	2014
	Elettrodotto 132 kV Palmanova (UD) – Vittorio Veneto (TV)		2	2015
	Elettrodotto 132 kV Prati di Vize (BZ) – Steinach (AT)		4	2011
	Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN)	5	2	Da definire
	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	2	4	2011/2013
	Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova		2	Lungo termine
	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo (VR)		4	2010
	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone (GO)		4	2012
	Razionalizzazione rete AT nell'area di S. Massenza (TN)		4	2010
	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud (TN)		3	Lungo termine
	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso	4	4	Lungo termine
	Stazione 380 kV Vicenza Industriale	5	2	2013
	Stazione 220 kV Oderzo (TV)		1	2010
	Stazione 220 kV Polpet (BL)	2	3	2015
	Stazione 220 kV Stazione 1 (VE)		1	2015
	Stazione 220 kV Udine N.E. (UD)	5	1	2014/2015
	Stazione 220 kV Taio (TN)	5	1	2014
	Stazione 220 kV Ala (TN)	5	1	Lungo termine
	Stazione 220 kV Cardano (BZ)		1	2011
	Stazione 220 kV Schio (VI)	5	3	2013
	Stazione 220 kV Somplago (UD)		1	2010/2011
	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	Stazione 220 kV Castegnero (VI)	5	4
Stazione 220 kV Fadalto (TV)			1	2010/2011
Stazione 132 kV Agordo (BL)			1	2011
Stazione 132 kV Bressanone (BZ)			1	2011
Stazione 132 kV Nove (TV)			1	2012

	PdS 2010 – Sezione II Area Centro-Nord	Motivazioni	Categoria	Anno
Interventi previsti	Elettrodotto 380 kV Calenzano - S. Benedetto del Querceto – Colunga	1	4	2013
	Razionalizzazione di Arezzo	5	3	Lungo termine
	Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena	2	3	Lungo termine
	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca		3	Lungo termine
	Riassetto rete di Ferrara		3	Lungo termine
	Elettrodotto 220 kV Colunga – Este		2	2012
	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino	5	4	2012
	Anello 132 kV Riccione-Rimini		3	2012/ lungo termine
	Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia		3	2013/ lungo termine
	Elettrodotto 132 kV Borgonovo - Bardi – Borgotaro		4	2014
	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS		2	2011
	Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello – Larderello		2	2013
	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello		2	2013
	Stazione 380 kV a Nord di Bologna	5	3	2013
	Stazione 380 kV Avenza (MS)	1	2	Lungo termine
	Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)		3	2012
	Rete AT area di Modena	4	3	2012/ lungo termine
	Rete AT area di Pistoia		2	Lungo termine
	Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate		2	2013
	Raccordi 132 kV di Strettoia (LU)		2	Lungo termine
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara	2	4	2010
	Stazione 380 kV Carpi Fossoli (MO)		4	2012
	Razionalizzazione 132 kV area di Lucca		4	2010/2011
	Stazione 380 kV Poggio a Caiano (FI)		4	2010

	PdS 2010 - Sezione II Area Centro	Motivazioni	Categoria	Anno
Interventi previsti	Riassetto area metropolitana di Roma	4	3	2013/ lungo termine
	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	1	3	2013/2014
	Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	1	3	2015
	Interconnessione Italia-Balcani	3	4	2014/2015
	Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo		4	2011
	Stazione 150 kV Celano (AQ)		3	2012
	Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle – Popoli		2	Lungo termine
	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Severo		4	2010/2011
	Sviluppi di rete nell'area di Cassino (FR)	2	2	Lungo termine
	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma		3	Lungo termine
	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento	2	3	2012
	Razionalizzazione rete AT in Umbria		3	2013
	Riassetto rete area Cocullo		3	Lungo termine
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	Stazione di Latina		1	Da definire
	Stazione 380 kV S. Lucia (RM)	5	4	2012
	Stazione 380 kV Valmontone (RM)	5	1	2011
	Stazione 380 kV Aurelia	5	1	2011
	Stazione 380 kV Montalto	5	1	2012
	Stazione 150 kV Alanno		1	2012
	Smistamento 150 kV Collarmele		1	2010
	Elettrodotto 150 kV Popoli – Alanno		4	2011

	PdS 2010 - Sezione II Area Sud	Motivazioni	Categoria	Anno
Interventi previsti	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	2	2	2013
	Stazione 380 kV a est del Vesuvio (NA)	5	4	Lungo termine
	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	1	4	2011/2013
	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	2	4	2012
	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova		4	2013/2014
	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	1	4	2013
	Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabria	2	4	2011
	Riassetto rete nord Calabria	2	3	2011 e post
	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	4	3	Da definire
	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	5	4	2014
	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	2	2	2010
	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia	2	4	2012
	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata	2	4	2014
	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	2	4	2011
	Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest		3	2012
	Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco – Maratea	2	2	2013
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	Stazione 380 kV S. Sofia (CE)		4	2010
	Stazione 380 kV Garigliano (CE)		4	2009/2010
	Stazione 220 kV Maddaloni (CE)		4	2009/2009
	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle		4	2011
	Riassetto area di Galatina	2	1	2013
	Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle		4	2010
	Stazione 380 kV Laino (CS)		4	2009/2010
	Stazione 380 kV Scandale (KR)		4	2011

	PdS 2010 - Sezione II Area Sicilia	Motivazioni	Categoria	Anno
Interventi previsti	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e Riassetto rete 150 kV Messina		4	2013
	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna	2	3	2015
	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa,	2	3	2013
	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna		3	2015
	Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna	2	4	Lungo termine
	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	2	2	Lungo termine
	Elettrodotto 150 kV Vittoria – Gela – der. Dirillo		3	2013
	Elettrodotto 150 kV Mineo SE – Mineo CP		2	Lungo termine
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	Stazione 380 kV Caltanissetta (CL)	5	1	2012
	Stazione 380 kV Sorgente (ME)		4	2010
	Stazione 220/150 kV Corriolo (ME)		4	2010
	Stazione 220 kV Agrigento	5	1	2015
	Stazione 150 kV Castel di Lucio (ME)		4	2010

	PdS 2010 - Sezione II Area Sardegna	Motivazioni	Categoria	Anno
Interventi previsti	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca (CA)		4	2011/2012
	Elettrodotto 150 kV SE S. Teresa – Buddusò (OT)		3	2013
	Elettrodotto 150 kV Selargius – Goni (CA)		3	2013
	Potenziamento rete AT in Gallura (OT)	5	2	2014
	Riassetto rete AT area di Cagliari (CA)	5	2	2012
	Stazione 150 kV Samatzai (CA)		2	2013
	Stazione 150 kV Mulargia (CA)		3	2013
Int. imp. esist./aut.	Elettrodotto 500 kV cc Sardegna – Continente (SAPEI 2 ^{pol} o)	1	4	2010
	Elettrodotto 380 kV "Ittiri – Codrongianos"(SS)	2	4	2010/2011

Tabella 4-6 - Suddivisione geografica degli interventi della Sezione II e numero totale di interventi del PdS (I valori percentuali si riferiscono al totale dei 223 interventi del PdS 2010)

PdS 2010: numero interventi				
Area geografica	Totale	Previsti	Su impianti esistenti/autorizzati	
Nord Ovest	24	15	6	3
Nord	31	18	10	2
Nord Est	34	29	4	1
Centro Nord	24	20	0	4
Centro	21	13	7	1
Sud	24	16	2	6
Sicilia	13	8	4	2
Sardegna	9	7	1	1
Totale Sezione II	180 (81%)	126 (56%)	34	20
Totale Sezione I	43 (19%)			
Totale PdS 2010	223 (100%)			

Tabella 4-7 - Classificazione degli interventi previsti della Sezione II del PdS

PdS 2010: interventi previsti (Sez. II)					
Area geografica	Totale	Privi di effetti	Da avviare in concertazione	In concertazione	Fuori VAS
Nord Ovest	24	6	2	5	11
Nord	31	11	10	2	8
Nord Est	34	11	7	4	12
Centro Nord	24	0	9	8	7
Centro	21	6	2	8	5
Sud	24	1	2	3	18
Sicilia	13	2	1	5	5
Sardegna	9	0	3	3	3
Totale	180 (100%)	37 (21%)	36 (20%)	37 (21%)	69 (38%)

Per il dettaglio delle opere si rimanda al Capitolo 4 della Sezione II del PdS 2010 e ai Volumi Regionali del Rapporto Ambientale.

5 VALUTAZIONE COMPLESSIVA

Ad integrazione di quanto riportato nell'edizione 2009, il presente Rapporto Ambientale evidenzia le seguenti novità, dettagliate nei rispettivi paragrafi di questo capitolo:

- calcolo degli indicatori per la valutazione complessiva della sostenibilità del Piano; tali indicatori costituiscono un sottoinsieme degli indicatori definiti per la valutazione delle alternative localizzative e vengono calcolati per tutti gli interventi in concertazione ed analizzati in relazione ai rispettivi obiettivi;
- calcolo, per tutto il territorio nazionale, delle percentuali di Esclusione, Repulsione e Attrazione ricadenti nelle aree di intervento di tutti gli interventi attualmente in concertazione, al fine di valutare l'effettiva funzionalità di tali criteri;
- calcolo di alcuni indicatori di sintesi che valutano l'impatto complessivo della RTN esistente e pianificata considerando le razionalizzazioni associate allo sviluppo.

5.1 Elementi di sostenibilità del processo di pianificazione

L'impostazione metodologica della pianificazione della RTN, descritta nella parte I del Rapporto Ambientale 2008 ed aggiornata dal Capitolo 2 della presente edizione, è caratterizzata da alcuni elementi, indicati di seguito, che non derivano dalla semplice applicazione della normativa in materia di VAS, ma sono il risultato dell'integrazione delle dimensioni tecnica, economica, sociale e ambientale nel processo di pianificazione della rete, avviata da Terna diversi anni prima del recepimento della direttiva VAS in Italia. Le scelte di piano, e più in particolare le scelte localizzative relative alle esigenze che il piano definisce, sono dunque indirizzate da tali elementi verso una maggiore sostenibilità. Essi sono riportati brevemente di seguito.

La declinazione di obiettivi tecnici, economici, sociali e ambientali all'interno del sistema degli obiettivi di piano, presentata nel Capitolo 7 del Rapporto Ambientale 2008, permette innanzitutto di considerare tali aspetti fin dalla prima fase di definizione e localizzazione degli interventi, che rispondono alle esigenze di sviluppo individuate dal Piano.

La generazione di soluzioni localizzative mediante la caratterizzazione delle aree di studio relative a ciascun intervento tramite i criteri ERPA (capitolo 2.3.1), permette di considerare adeguatamente le zone caratterizzate da esclusione o repulsione rispetto all'attraversamento da parte di un elettrodotto aereo o alla localizzazione di una stazione. La piena applicazione di questo sistema di criteri, condiviso a livello nazionale, è subordinata alla relativa adozione e contestualizzazione da parte delle Regioni.

La concertazione con Regioni, Enti Locali ed altri soggetti interessati, per la ricerca di un'alternativa localizzativa sostenibile, permette una condivisione preventiva delle problematiche e delle possibili soluzioni. Tale condivisione preventiva con i soggetti deputati al governo del territorio rappresenta il "cuore" dell'approccio sostenibile di Terna alla pianificazione dello sviluppo della RTN. La condivisione e il progressivo affinamento di una struttura metodologico-procedurale per le concertazioni regionali confermano l'importanza di tale fase del processo decisionale e del suo corretto riferimento al livello nazionale, che definisce criteri e metodi per la concertazione.

La collaborazione attivata con le Regioni in tema di pianificazione energetica (cfr. § 3.2.1) ha lo scopo di favorire il coordinamento e l'integrazione tra i piani energetici regionali e la pianificazione della RTN. A questo proposito Terna mette a disposizione un set di informazioni dettagliato, che consente un'approfondita analisi dei sistemi elettrici regionali.

Un altro elemento fortemente caratterizzante la sostenibilità dell'approccio pianificatorio di Terna, risiede nel criterio in base al quale Terna tende ad associare ai principali interventi di sviluppo la razionalizzazione di

porzioni di rete, al fine di bilanciare la realizzazione di nuovi elementi e l'ammodernamento della rete con la dismissione e demolizione di altri. Questa attenzione di Terna a ridurre la pressione sul territorio delle infrastrutture di trasmissione elettrica viene perseguita con particolare riguardo alle aree naturali protette ed ai siti della Rete Natura 2000.

L'analisi di coerenza esterna del Piano, infine, evidenzia la rispondenza degli obiettivi di Piano alle indicazioni per la sostenibilità, derivate dalle politiche nazionali ed internazionali, esplicitando il ruolo degli indicatori nel misurare tale rispondenza.

La tabella seguente riporta in modo schematico l'aggiornamento di tale analisi di coerenza, rispetto a quanto indicato nel Rapporto Ambientale 2008, con particolare riferimento all'accorpamento degli indicatori relativi alle razionalizzazioni e alle stazioni elettriche, che Terna ha messo a punto quest'anno.

Tabella 5-1 - Corrispondenza tra declinazione degli obiettivi di Piano, indicazioni di sostenibilità e sistema di indicatori

Declinazione degli obiettivi di Piano	Indicazioni per la sostenibilità derivate dalle politiche nazionali e internazionali	Indicatori nuovi elettrodotti aerei
BENI PAESAGGISTICI		
Rispettare i beni culturali e paesaggistici Minimizzare l'interferenza visiva	Mantenere gli aspetti significativi o caratteristici di un paesaggio, dovuti sia alla configurazione naturale sia all'intervento umano, con particolare riguardo per le aree costiere, agricole e i beni culturali, oltre alle aree sottoposte a vincolo paesaggistico	Amb_01 Amb_02 Amb_03
	Evitare dove possibile o comunque limitare: - le alterazioni percettive (intrusione o ostruzione visuale) - le alterazioni dello skyline (profilo dei crinali) - i movimenti di terreno/sbancamenti - gli interventi sugli elementi arborei e la vegetazione	Amb_04 Amb_05 Amb_06 Amb_07 Amb_08
	Evitare le interferenze con le aree sottoposte a vincolo archeologico	Amb_01 Amb_03
	Evitare le interferenze con le aree sottoposte a vincolo monumentale e architettonico	Amb_04 Amb_05
SUOLO E ACQUE		
Minimizzare l'interferenza con aree a rischio idrogeologico	Evitare le interferenze con le aree a rischio dal punto di vista idrogeologico, in particolare per frane ed esondazioni	Amb_14
Minimizzare la pressione territoriale Minimizzare l'interferenza con gli usi del suolo di pregio attuali e previsti	Limitare il consumo di suolo boschivo o agricolo di pregio	Ter_01 Ter_02 Ter_03 Ter_04
	Privilegiare la localizzazione degli interventi strutturali su suoli già urbanizzati	Ter_03
Minimizzare l'interferenza con la vegetazione, la flora e la fauna	Evitare le perturbazioni (frammentazione, estensione, danno ai caratteri dominanti) agli habitat appartenenti alla rete Natura 2000 e al sistema delle aree protette	Amb_09 Amb_10_R Amb_11 Amb_12_R
	Evitare la creazione di barriere agli spostamenti delle specie e le interferenze con i corridoi ecologici	

Declinazione degli obiettivi di Piano	Indicazioni per la sostenibilità derivate dalle politiche nazionali e internazionali	Indicatori nuovi elettrodotti aerei
	Limitare eventuali interferenze con il territorio forestale	Amb_13
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Contenere il rischio di collisione dell'avifauna con le linee aeree 	Interventi di mitigazione + Amb_09 Amb_10_R Amb_11 Amb_12_R
CAMPI ELETTROMAGNETICI E RUMORE		
Tutelare la salute umana	Nella pianificazione integrata degli interventi di sviluppo della rete, fatti salvi sempre i vincoli imposti dalla normativa nazionale, preferire soluzioni tecniche e localizzative che minimizzino l'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici	Soc_03 Soc_04 Ter_07
	Attuare misure di riqualificazione finalizzate a ridurre l'esposizione della popolazione a campi elettromagnetici	Soc_04
	Evitare di collocare stazioni elettriche, o più in generale impianti il cui esercizio produca un livello significativo di emissioni acustiche, in zone residenziali, parchi/giardini, con particolare riguardo per scuole e ospedali	Soc_03 Soc_04 Ter_07
EMISSIONI CLIMALTERANTI ED ENERGIA		
Minimizzare le emissioni climalteranti Rimuovere i vincoli alla produzione da energie rinnovabili	Attivare interventi di riduzione delle perdite della rete elettrica Favorire la produzione da fonti rinnovabili, superando i vincoli di rete e di esercizio Migliorare il sistema di approvvigionamenti energetici e conseguire la massima efficienza nella produzione, nella conversione, nel trasporto, nella distribuzione e nell'impiego dell'energia; Promuovere l'utilizzo razionale e il risparmio di energia, incrementare l'efficienza energetica, favorire l'utilizzo di fonti rinnovabili; Sviluppare le tecnologie esistenti ad alta efficienza energetica e le tecnologie nuove, in particolare quelle a favore dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili; Ottimizzare la rete elettrica dal punto di vista tecnico ed economico (v. "reti intelligenti")	Amb_15 Amb_16

5.2 Ulteriori attività in campo ambientale

Accanto a questi elementi che caratterizzano l'azione pianificatoria di Terna, sono state portate avanti anche diverse attività in cui l'azienda ricerca la collaborazione di istituzioni e altri soggetti qualificati, per realizzare studi e ricerche tesi ad ottimizzare la compatibilità ambientale delle attività connesse con lo sviluppo della RTN. Di seguito viene fornito un breve riepilogo delle principali iniziative intraprese in tal senso.

Collaborazioni con associazioni ambientaliste

Il 10 dicembre 2008, Terna ha siglato un accordo con la **LIPU** (Lega Italiana per la Protezione degli Uccelli), teso ad approfondire il tema dell'interazione tra le linee elettriche ad alta tensione e l'avifauna, per verificare il reale impatto che la rete di trasmissione nazionale (RTN) può esercitare nei confronti di uccelli migratori o stanziali e valutare eventuali azioni di mitigazione. A tal fine sono state individuate, in base alla particolare

concentrazione di uccelli selvatici (migrazione, sosta, riproduzione), sette aree test di studio in tutto il territorio nazionale, tali da interessare tutte le principali tipologie ambientali: zone umide, ambienti agricoli, ambienti montani, ambienti forestali, aree costiere. Si tratta di zone classificate come ZPS (Zone Protezione Speciale) e IBA (Important Bird Areas) e al contempo caratterizzate dalla presenza di linee RTN. Su tali aree nel corso del 2009 si sono regolarmente svolte le attività di monitoraggio previste, che si concluderanno entro la prima metà del 2010. I risultati di tali attività potranno fornire un valido contributo nella direzione indicata dal Ministero dell'Ambiente nelle "Linee Guida per la mitigazione dell'impatto delle linee elettriche sull'avifauna" (INFS, 2008) per quanto concerne l'individuazione di modalità e interventi idonei a prevenire e mitigare il reale impatto delle linee AT/AAT sull'avifauna.

Il 13 gennaio 2009, Terna ha inoltre siglato un protocollo di intesa con il **WWF Italia**, una delle più importanti organizzazioni per la conservazione della natura. L'accordo è finalizzato a uno sviluppo sostenibile della rete, con particolare riguardo alla riduzione dell'impatto ambientale delle grandi linee elettriche di trasmissione ed alla tutela della biodiversità. L'accordo, della durata di 3 anni, prevede una serie di iniziative, con riferimento sia alla pianificazione della rete elettrica, sia alla minimizzazione dell'impatto in alcune Oasi del WWF. In concreto, nel corso del 2009 si sono intraprese le seguenti iniziative: è stata avviata l'elaborazione delle "*Linee Guida per la pianificazione e la progettazione ambientalmente sostenibili di linee elettriche ad alta e altissima tensione in aree di elevato valore paesaggistico e per la biodiversità*"; si sono, inoltre, svolte e completate le attività di progettazione relative sia ad azioni mitigatorie, di monitoraggio ambientale e di miglioramento della fruizione naturalistica in alcune Oasi del WWF, sia ad interventi di ripristino naturalistico in alcuni Parchi Nazionali dove è prevista la dismissione di linee esistenti.

Partecipazione al bando LIFE+ 2009

Nella strategia di Terna per gestire gli impatti sulla biodiversità rientra anche il nuovo approccio dell'azienda alla pianificazione sostenibile dello sviluppo della rete, esemplificato dal Progetto LIFE che Terna ha presentato alla CE nel corso del 2009: "*Attività urgenti di conservazione ecologica per l'integrazione tra la Rete Elettrica e la Rete Natura 2000*" (acronimo utilizzato: NET2NET).

La proposta progettuale si caratterizza per l'approccio innovativo e strategico di Terna alla pianificazione sostenibile della RTN nei Siti Natura 2000 (ZPS - Zone di Protezione Speciale; SIC - Siti di Importanza Comunitaria). Tale approccio prevede, infatti, di perseguire un bilancio "positivo per l'ambiente" fra i nuovi interventi di sviluppo e le azioni di razionalizzazione ad essi associate, nel senso che le seconde generalmente superano i primi in termini di sviluppo chilometrico e quindi liberano il territorio da infrastrutture elettriche, con evidenti benefici per lo stato di conservazione degli habitat e delle specie di interesse comunitario presenti e, di conseguenza, per l'integrità strutturale e funzionale dei Siti Natura 2000 che li ospitano. Tale approccio innovativo e strategico contribuisce da un lato a promuovere il ripristino dei sistemi naturali (non più interessati dalle infrastrutture elettriche), dall'altro a migliorare le prestazioni ambientali dell'Azienda, anche per il tramite di specifiche azioni di riqualificazione territoriale, di incremento della biodiversità e di monitoraggio ambientale, nell'ottica di tendere verso una sempre maggiore sostenibilità dello sviluppo della rete elettrica.

Il progetto si pone come obiettivo principale l'ecosostenibilità della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale nei siti Natura 2000 ed, in particolare, l'ottimizzazione gestionale delle nuove linee elettriche ad alta ed altissima tensione (130-380 kV) e la definizione di azioni a sostegno della biodiversità e del monitoraggio ambientale. Il progetto sarà articolato in modo da costituire uno strumento di riferimento per l'ottimizzazione della presenza delle linee elettriche in ZPS e SIC: ciò mediante la valorizzazione dei processi di razionalizzazione della RTN e l'individuazione di misure di mitigazione e conservazione proporzionate al

bilancio di sostenibilità di interventi complessi (che prevedono cioè razionalizzazioni e smantellamenti di porzioni di rete associati alla realizzazione di nuove linee). Inoltre, ampio spazio sarà dato alla pianificazione, progettazione, realizzazione e gestione di interventi utili alla salvaguardia della biodiversità e delle condizioni ambientali necessarie alla permanenza, in condizioni soddisfacenti, di habitat di interesse comunitario, prioritari e non, e della fauna di interesse comunitario, con particolare riferimento all'avifauna migratoria. Gli obiettivi secondari e complementari del progetto saranno: la mitigazione di alcune situazioni di rischio di collisione, attraverso l'apposizione di dissuasori sulle linee elettriche; il miglioramento e l'incremento di habitat prioritari o di habitat elettivi per la fauna ornitica migratoria, in aree situate sulla rotta migratoria lungo la direttrice italiana, mediante la messa a dimora di essenze autoctone coerenti, la ricostituzione delle condizioni ambientali idonee al loro sviluppo, l'installazione di cassette nido e di sensori per il monitoraggio degli incendi, la naturalizzazione delle basi dei tralicci; la verifica degli effetti delle misure adottate, volte alla conservazione degli habitat e della fauna ornitica migratoria di interesse comunitario; la disseminazione dei risultati del progetto e la creazione di un network tra soggetti interessati (gestori dei sistemi elettrici europei e beneficiari di Progetti LIFE+ con tematica analoga); l'esportazione dei risultati del progetto a scala europea, contribuendo a realizzare un documento tecnico e programmatico di indirizzo europeo.

Monitoraggio ambientale

Terna sta verificando la possibilità di utilizzare le linee della RTN a supporto del monitoraggio ambientale: l'installazione di specifici sensori sui sostegni delle linee, consentirebbe infatti di avviare programmi di raccolta dati ambientali, concordati con Enti Parco ed Amministrazioni locali. In tal modo, oltre ad ampliare il ventaglio delle potenzialità di utilizzazione delle infrastrutture di trasmissione, Terna potrebbe fornire un contributo significativo alle attività di monitoraggio e gestione della biodiversità e del territorio.

5.3 Concertazioni regionali

In collaborazione con Stato e Regioni, fin dal 2002 Terna ha intrapreso volontariamente un percorso di concertazione al fine di ricercare, in maniera condivisa con le Amministrazioni, le ipotesi localizzative per gli interventi di sviluppo della RTN, che siano maggiormente sostenibili e praticabili. Nell'ambito di tale percorso si sono prima definiti criteri e metodi per l'analisi e l'integrazione ambientale, per poi applicarli nel processo di VAS del Piano di Sviluppo della RTN. Tale dialogo con il territorio si avvale di strumenti volontari, i *Protocolli d'Intesa* e gli *accordi di programma* con i Ministeri, le Regioni e gli Enti Locali. Le finalità di questi strumenti comprendono: la condivisione della metodologia adottata nella ricerca di ipotesi localizzative sostenibili degli interventi, lo scambio di informazioni e dati, la predisposizione del Rapporto Ambientale, l'espressione del parere regionale sul contenuto del PdS in modo più consapevole e informato, la condivisione delle scelte localizzative, lo snellimento del percorso autorizzativo dei progetti degli interventi sottoposti positivamente a VAS. In figura 5.1 è riportata la sintesi delle Regioni e Province che hanno fino ad ora firmato il Protocollo di Intesa con Terna per l'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) alla pianificazione elettrica relativa al territorio regionale.

Le concertazioni regionali sono, pertanto, il perno del processo di VAS del Piano di Sviluppo (nell'accezione di pianificazione integrata). La collaborazione all'interno dei tavoli regionali tra Pubblica Amministrazione (Regioni) e Terna è stata, fino ad ora, formalizzata mediante la definizione di Protocolli d'Intesa finalizzati a:

- applicare la VAS al PdS relativamente ai territori regionali, con lo scopo di promuovere lo sviluppo sostenibile della RTN;

- predisporre un Rapporto Ambientale relativo alle Regioni, da allegare al PdS, riportante i risultati dell'applicazione della VAS;
- promuovere lo scambio di informazioni di interesse e dati cartografici tra Terna e Regioni e, attraverso queste, con gli Enti Locali;
- studiare la riqualificazione delle linee AT e AAT di competenza di Terna, allo scopo di aumentarne la capacità di trasporto nel rispetto dell'ambiente;
- studiare il miglioramento dell'alimentazione delle cabine primarie e della qualità del servizio elettrico agli utenti regionali;
- concertare le possibili localizzazioni (corridoi, fasce di fattibilità) con le Regioni e gli Enti Locali (Province e Comuni) territorialmente interessati;
- esprimere parere regionale sul Piano e sul Rapporto Ambientale;
- agevolare e snellire le procedure autorizzative degli interventi sottoposti a VAS.

Nel corso del 2009 sono stati stipulati nuovi Protocolli d'Intesa con la Regione Autonoma della Valle d'Aosta, con la Regione Liguria e con la Regione Lazio, portando a 18 tra Regioni e Province Autonome, il numero di soggetti che hanno sottoscritto, tra il 2002 e il 2009, il Protocollo d'Intesa con Terna per la sperimentazione ed applicazione della VAS.



Figura 5.1 - Regioni firmatarie del Protocollo d'Intesa per la VAS della RTN

Di queste, otto Regioni hanno anche concordato formalmente un sistema di criteri localizzativi per gli elettrodotti aerei, basato sulle tre classi di Esclusione, Repulsione e Attrazione (ERA ora ERPA), che è stato applicato in numerosi casi.

In alcune Regioni, *in primis* il Piemonte, i processi di concertazione hanno prodotto risultati già da alcuni anni, mentre nelle Regioni che hanno sottoscritto solo recentemente il Protocollo d'Intesa, la concertazione è in fase di avvio.

Vi sono poi alcune Regioni o altri Enti territoriali che, pur non avendo sottoscritto accordi formali per l'applicazione della VAS, hanno ritenuto di collaborare con Terna nello stabilire i criteri con cui localizzare le opere sul proprio territorio (ad esempio la Regione Friuli Venezia Giulia).

Nel corso del 2010 si intende, ove possibile, procedere ad un'applicazione sistematica del nuovo sistema di criteri ERPA, anche mediante aggiornamento ed implementazione dei Protocolli d'Intesa.

Nella tabella seguente, per ciascuna Regione si riportano alcune informazioni che forniscono un quadro dell'andamento della concertazione.

Tabella 5-2 - Numeri della concertazione

	Protocollo d'intesa	Accordo su criteri ERA	Interventi attualmente in concertazione
Abruzzo	2007	Sì	4
Basilicata	2004	-	1
Bolzano	-	-	-
Calabria	2003	Sì	1
Campania	2004	Sì	1
Emilia Romagna	2003	Sì	7
Friuli Venezia Giulia	-	Sì	-
Lazio	2009	-	2
Liguria	2009	-	1
Lombardia	2003	-	2
Marche	2005	Sì	1
Molise	2008	-	1
Piemonte	2002	Sì	3
Puglia	2008	-	2
Sardegna	2006	-	3
Sicilia	2004	Sì	4
Toscana	2005	-	1
Trento	2006	-	1
Umbria	2005	-	2
Valle d'Aosta	2009	-	1
Veneto	-	-	4

5.4 Coerenza interna

L'insieme delle nuove esigenze e degli interventi in concertazione, compresi nelle sezioni I e II del Piano di Sviluppo 2010, è stato valutato attraverso un set specificamente predisposto di indicatori di Piano, che vengono riportati in Tabella 5-5, tesi a valutare le prestazioni e i risultati che il Piano nel suo complesso progressivamente raggiunge, con particolare riferimento agli obiettivi tecnici, economici, sociali ed ambientali. Rispetto all'edizione del 2009 gli aspetti di tipo territoriale sono stati ricondotti alla propria dimensione sociale o ambientale, per consentire una valutazione complessiva del Piano secondo le quattro dimensioni di sostenibilità (tecnica, economica, sociale ed ambientale).

Tutti i nuovi interventi ("nuove esigenze") e quelli che nel corso del 2009 hanno subito avanzamenti nella concertazione, sono stati documentati più nel dettaglio all'interno dei singoli Volumi Regionali, utilizzando il set completo di indicatori, parzialmente ridefiniti nel 2010 per poter essere applicabili a tutti i livelli concertativi (strategico, strutturale, attuativo) e a tutti i tipi di intervento, siano essi elettrodotti o stazioni, come descritto nel Capitolo 2.3.

La valutazione complessiva di tutti gli interventi in concertazione mediante un sottoinsieme di indicatori di Piano permette di avere un quadro sintetico e completo degli effetti del piano relativamente agli obiettivi considerati. Tali indicatori sono stati scelti curando, per ciascuno di essi, l'effettiva popolabilità sull'intero territorio nazionale, la possibilità di calcolo ai diversi livelli di avanzamento e facendo in modo di misurare gli effetti rispetto a tutti gli aspetti considerati: tecnici, economici, sociali e ambientali. Per comodità di calcolo, gli interventi ricadenti sul territorio di più Regioni sono stati trattati come interventi diversi.

Nel rapporto ambientale 2010, in recepimento delle prescrizioni ricevute, sono stati per la prima volta considerati nella valutazione anche i nuovi interventi (sezione I del PdS), proposti a livello strategico prima di una vera e propria fase di localizzazione.

Tabella 5-3 – Interventi considerati nella valutazione di coerenza interna del piano

Regione	Nome Intervento	Liv	Sez Pds	Perim ⁷ Km	Area ⁸ Km ²
PIEMONTE	Rete Sud Torino	1	1	113.75	108.54
	Rete Cuneo/Savona	1	1	75.17	72.15
	Riassetto Rete AT Nord Torino	1	1	8.48	3.93
	Riassetto Rete Valsesia	1	1	119.76	732.06
LOMBARDIA	Elettrodotto 132 kV Solaro - Arese	1	1	16.36	13.30
	Riassetto rete AT area Lecco	1	1	23.51	20.54
	Riassetto rete AT area Como	1	1	51.44	49.23
	Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza	1	1	45.29	47.66
	Razionalizzazione 132 kV Cremona	1	1	122.19	165.01
	Nuovo elettrodotto 380 kV Cassano - Chiari	1	1	91.73	587.23
	Elettrodotto 132 kV Arena Po-Copiano	1	1	39.04	36.33
	Sviluppo aree metropolitane - Milano	3	2	106.30	181.74
	Elettrodotto Gloreza-Tirano - der. Premadio	1	1	1.35	0.13
TRENTINO ALTO ADIGE	Elettrodotto 132 kV S. Floriano - S.Michele (TN)	1	1	5.96	2.54

⁷ Indica la lunghezza del perimetro dell'area di studio definita per lo specifico intervento potenziale

⁸ Indica la superficie dell'area di studio definita per lo specifico intervento potenziale

Regione	Nome Intervento	Liv	Sez Pds	Perim ⁷ Km	Area ⁸ Kmq
VENETO	Riassetto rete alto Bellunese (BL)	1	1	121.36	501.91
	Potenziamento rete AT Padova (PD)	1	1	107.62	105.19
	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	3	2	66.46	6.06
	Stazione 220 kV Polpet - BL - Fasce intesa	3	2	69.41	7.36
	Potenziamento Rete AT Vicenza	1	1	90.43	339.21
FRIULI VENEZIA GIULIA	Riassetto rete alto Bellunese (BL)	1	1	81.18	200.10
LIGURIA	Rete Cuneo/Savona	1	1	25.32	20.35
EMILIA ROMAGNA	Rete area Forlì/Cesena	1	1	92.17	417.28
	Rete Nord-Ovest Emilia	1	1	76.85	71.24
TOSCANA	Rete Sud-Toscana	1	1	54.43	48.45
	Nuova SE 380 kV Vaiano	1	1	51.19	155.60
	Razionalizzazione di Arezzo	3	2	143.31	38.41
	Rete Metropolitana Firenze	1	1	85.27	449.77
	Riassetto rete area Livorno	1	1	96.28	121.74
UMBRIA	Razionalizzazione Rete AT Umbria	1	2	663.71	8'463.92
MARCHE	Rete AT Candia/Cappuccini	1	1	148.74	143.60
	Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	2	2	338.63	977.22
	Rete AT Candia-Rosara	1	1	57.42	66.91
LAZIO	Riassetto rete Roma Ovest/Roma SudOvest	1	1	43.60	42.36
	Sviluppo aree metropolitane - Roma	3	2	152.91	20.62
	Potenziamento AT tra Terni e Roma	3	2	22.47	1.51
	Riassetto Rete AT Roma Sud - Latina - Garigliano	1	1	102.99	139.18
ABRUZZO	Riassetto rete Teramo/Pescara	1	1	32.28	30.75
	Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	1	2	135.62	881.02
	Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	2	2	37.28	43.05
MOLISE	Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	2	2	153.86	199.22
CAMPANIA	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	1	1	218.74	257.78
	Raccordi di Candela	2	2	39.71	49.51
	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - AvellinoNord - Benevento II	2	2	100.32	9.12
	Riassetto Rete AT Penisola Sorrentina	1	1	76.24	240.51
PUGLIA	Raccordi di Candela	2	2	39.90	50.97
	Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	2	2	121.10	352.11
BASILICATA	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	1	1	200.77	797.90
	Elettrodotto 150 kV Castrocucco - Maratea	2	2	27.55	6.85
	Riassetto rete nord Calabria	3	2	8.97	0.83
CALABRIA	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	1	1	15.43	7.95
	Elettrodotto 150 kV Castrocucco - Maratea	2	2	1.32	0.08
	Riassetto rete nord Calabria	3	2	6.79	0.61
SICILIA	Riassetto area metropolitana di Palermo	1	1	110.02	568.65
	Stazione 220 kV Noto	1	1	251.40	328.05
	Elettrodotto 380 kV Paternò - Priolo	3	2	131.25	33.69
	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	2	2	515.77	836.77

Regione	Nome Intervento	Liv	Sez Pds	Perim ⁷ Km	Area ⁸ Km ²
	Interventi area Nord Catania - alt. 2	1	1	82.85	190.83
	Interventi area Nord Catania - alt. 1	1	1	161.12	895.77
SARDEGNA	Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro -Bono - Buddusò (NU)	1	1	140.66	1'414.70
	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto Porto Torres	1	1	20.59	19.42
	Elettrodotto 150 kV S.Teresa – Buddusò (NU)	1	2	236.72	2'698.51

In ottemperanza della prescrizione ricevuta, vengono introdotti per la prima volta anche i bilanci a livello regionale, ricalcolando gli stessi sulla superficie complessiva degli interventi sul territorio regionale, al netto delle sovrapposizioni.

Tabella 5-4 – Interventi considerati nella valutazione di coerenza interna del piano (dati aggregati per Regione)

REGIONE	Numero Interventi	Perim ⁹ Km	Area ¹⁰ Km ²
Piemonte	4	317.16	916.67
Lombardia	9	497.20	1'101.16
Trentino Alto Adige	1	5.96	2.54
Veneto	5	442.34	957.94
Friuli Venezia Giulia	1	81.18	200.10
Liguria	1	25.32	20.35
Emilia Romagna	2	169.02	488.52
Toscana	5	389.55	717.98
Umbria	1	663.71	8'463.92
Marche	3	509.52	1'164.99
Lazio	4	317.51	203.11
Abruzzo	3	205.17	954.83
Molise	1	153.86	199.22
Campania	4	430.58	556.08
Puglia	2	160.99	403.08
Basilicata	3	232.25	805.16
Calabria	3	18.93	8.27
Sicilia	6	1'159.53	2'677.84
Sardegna	3	364.27	4'089.96

Per quanto riguarda le razionalizzazioni, il set specifico di indicatori, definito nel paragrafo 2.3.4, è stato applicato. A partire dai risultati dell'applicazione effettuata nel Rapporto del 2009, il metodo è stato riveduto ed integrato in modo tale da riuscire a quantificare gli effetti legati a tutte le possibili azioni previste da un intervento di razionalizzazione, mediante la valutazione degli interventi di razionalizzazione previsti ed il conseguente calcolo degli indicatori relativi.

I paragrafi che seguono valutano, dunque, la sostenibilità delle scelte di piano, analizzando separatamente le diverse dimensioni considerate. Un'analisi complessiva e sintetica della sostenibilità del Piano viene riportata alla fine di questo capitolo.

I paragrafi sono formulati con una struttura comune: vengono esposti, all'interno di tabelle riassuntive, i dati relativi a tutti gli interventi in concertazione per i quali è stato possibile calcolare il set degli indicatori di piano; le tabelle sono suddivise per livello di avanzamento del processo (strategico, strutturale, attuativo).

⁹ Indica la sommatoria delle lunghezze dei perimetri delle aree di studio definite per gli specifici interventi potenziali

¹⁰ Indica la sommatoria delle superfici delle aree di studio definite per gli specifici interventi potenziali

I bilanci regionali vengono calcolati sulle porzioni di tutti gli interventi che ricadono nel territorio di competenza, indipendentemente dal livello di avanzamento.

Tali valori sono commentati esplicitando le tendenze generali che ne risultano, evidenziando gli interventi particolarmente positivi e le eventuali criticità, commentando anche le variazioni dello stesso indicatore tra un livello di dettaglio e l'altro.

L'utilizzo di indicatori normalizzati è una esigenza nata per rispondere a diversi suggerimenti e prescrizioni che chiedevano di orientare la definizione degli indicatori in una direzione tale da consentire il calcolo di indicatori di sintesi a livello regionale.

La definizione dei nuovi indicatori è stata riportata in Allegato A.

Tra i nuovi indicatori definiti, un sottoinsieme è stato selezionato in quanto rappresentativo ed applicabile a livello di valutazione ambientale strategica (valutazione complessiva del Piano). I singoli indicatori sono stati quindi raggruppati nelle quattro dimensioni della sostenibilità: tecnica, economica, sociale ed ambientale.

La discontinuità tra gli indicatori utilizzati per il RA2010 e quelli adottati nei precedenti rapporti rende impraticabile la valutazione di una tendenza nel tempo anche se, a partire da quest'anno, sarà possibile valutare sia l'evoluzione dell'intervento durante i diversi livelli di definizione, sia il livello regionale degli indicatori.

Nella seguente tabella (Tabella 5-5) sono elencati gli indicatori selezionati, suddivisi per ambito di appartenenza.

Si è deciso di mantenere la nomenclatura originaria degli indicatori anche se la normalizzazione ha reso non confrontabili i valori pregressi.

Tabella 5-5 - Indicatori per la valutazione complessiva degli interventi di piano

Dimensione	Obiettivo	Indicatore
Aspetti Tecnici	Fattibilità tecnica dell'intervento	Tec_01: Riduzione del rischio di disservizio elettrico Tec_02: Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete Tec_03: Rimozione dei limiti di produzione Tec_06: Superfici a pendenza molto elevata Tec_07: Non-linearità Tec_08: Interferenze con infrastrutture Amb_14: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica
Aspetti Economici	Sostenibilità economico-finanziaria dello sviluppo della rete	Eco_01: Riduzione delle perdite di rete Eco_02: Riduzione delle congestioni Eco_04: Profittabilità
Aspetti Sociali	Equilibrio della distribuzione spaziale della pressione territoriale della rete; minimizzazione della pressione territoriale; minimizzazione dell'interferenza visiva;	Soc_01: Qualità del servizio Soc_02: Pressione relativa dell'intervento Soc_03/Ter_07: Urbanizzato - Edificato Soc_04: Aree idonee per rispetto CEM Amb_01: Aree di valore culturale e paesaggistico Amb_06: Aree con buona capacità di mascheramento Amb_07: Aree con buone capacità di assorbimento visivo Amb_08: Visibilità dell'intervento
Aspetti Ambientali	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna	Amb_09: Aree di pregio per la biodiversità di ordine Ter_03: Aree preferenziali

5.4.1 Aspetti Tecnici

Nelle tabelle seguenti si riportano i valori calcolati per gli indicatori della dimensione tecnica, orientati alla valutazione della fattibilità tecnica dell'intervento.

L'indicatore Tec_01 Riduzione del rischio di disservizio elettrico, e l'indicatore Tec_02 Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete, assumono valori elevati per la maggior parte degli interventi, in particolare nel centro e sud Italia. Maggiormente contrastati i valori di Tec_03, rimozione dei limiti di produzione, che assume valori prevalentemente bassi nel nord Italia e si innalzano nel sud Italia dove l'incremento produttivo, specie da fonte rinnovabile, connesso ad una rete in alcune aree deficitaria costituisce attualmente un limite alla sviluppo della produzione.

L'indicatore Tec_06, superfici a pendenza molto elevata, registra valori prevalentemente buoni, tranne che per interventi in zone montane, in particolare il riassetto Rete Valsesia, il riassetto Rete Alto Bellunese e l'Elettrodotto 150 kV Castrocucco – Maratea.

La non linearità degli interventi (Tec_07) ha conseguito, come atteso, valori bassi o medio-bassi nell'ambito delle razionalizzazioni e riassetti delle aree urbane (Milano, Torino, Como, Firenze, Roma). Anche alcuni interventi di razionalizzazione, di ambito non prettamente urbano, hanno conseguito valori modesti, come la razionalizzazione della rete AT in Umbria e il riassetto della rete AT nella Penisola Sorrentina.

L'indicatori Tec_08, interferenze con altre infrastrutture, mostra valori bassi per un numero significativo di interventi. Alcuni, come atteso, in aree fortemente antropizzate ed industrializzate (riassetto rete AT Nord Torino, area Lecco), altri in aree del sud Italia come per gli interventi in Calabria ed in Campania.

L'indicatore Amb_14 Aree ad elevata pericolosità idrogeologica assume valori generalmente elevati (bassa interferenza). Valori medi vengono riscontrati dove è inevitabile l'attraversamento di aree a rischio idrogeologico a causa della loro estensione, come per la Rete Cuneo Savona, per il riassetto della rete nell'alto Bellunese e per l'elettrodotto Foggia Villanova.

Osservando i livelli di sviluppo dell'intervento si nota, come atteso, un innalzamento in media dei valori degli indicatori passando dal livello strategico a quello strutturale ed attuativo, a causa dei criteri adottati per la scelta dei corridoi e delle fasce, tranne che per quanto riguarda le interferenze con le infrastrutture, che permangono pressoché invariate a causa, probabilmente, della ineluttabilità degli attraversamenti di infrastrutture che intersecano l'intera area di studio.

Tabella 5-6 – L'indicatore di piano Tec_01: Riduzione del rischio di disservizio elettrico

Regione	Nome Intervento	Tec_01
Piemonte	Rete Sud Torino	1,00
	Rete Cuneo/Savona	1,00
	Riassetto Rete At Nord Torino	1,00
	Riassetto Rete Valsesia	1,00
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,00
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,50
	Riassetto Rete At Area Como	0,00
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,00
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,00
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,00
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,50
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	1,00
	Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,00
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,00

Regione	Nome Intervento	Tec_01
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,00
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	1,00
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	1,00
	Potenziamento Rete At Vicenza	1,00
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,00
Liguria	Rete Cuneo/Savona	1,00
Emilia Romagna	Rete Area Forli'/Cesena	1,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	1,00
Toscana	Rete Sud-Toscana	1,00
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	1,00
	Razionalizzazione Di Arezzo	1,00
	Rete Metropolitana Firenze	1,00
	Riassetto Rete Area Livorno	1,00
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	1,00
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	1,00
	Rete At Candia-Rosara	1,00
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	1,00
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	1,00
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	1,00
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	1,00
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	1,00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	1,00
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	1,00
Puglia	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	1,00
	Stazione 220 Kv Noto	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	1,00
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa - Buddusò" e rete AT in Gallura	

Tabella 5-7- L'indicatore di piano Tec_02: Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete

Regione	Nome Intervento	Tec_02
Piemonte	Rete Sud Torino	1,00
	Rete Cuneo/Savona	1,00
	Riassetto Rete At Nord Torino	1,00
	Riassetto Rete Valsesia	1,00
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,00
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,50
	Riassetto Rete At Area Como	0,00
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,00
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,50
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,50
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,50
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	1,00
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,50	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,00
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,50
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	1,00
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,50
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,00
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,50
Liguria	Rete Cuneo/Savona	1,00
Emilia Romagna	Rete Area Forlì/Cesena	1,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	1,00
Toscana	Rete Sud-Toscana	1,00
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	1,00
	Razionalizzazione Di Arezzo	1,00
	Rete Metropolitana Firenze	1,00
	Riassetto Rete Area Livorno	1,00
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	1,00
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	1,00
	Rete At Candia-Rosara	1,00
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	1,00
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	1,00
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	1,00
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	1,00
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	1,00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	1,00
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	1,00
Puglia	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	1,00
	Stazione 220 Kv Noto	1,00

Regione	Nome Intervento	Tec_02
	Elettrodotto 380 Kv Paternò – Priolo	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	1,00
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (OT)	0,50
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres (NU)	
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	

Tabella 5-8 – L'indicatore di piano Tec_03 Rimozione dei limiti di produzione

Regione	Nome Intervento	Tec_03
Piemonte	Rete Sud Torino	0,00
	Rete Cuneo/Savona	0,00
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,00
	Riassetto Rete Valsesia	0,00
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,00
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,00
	Riassetto Rete At Area Como	0,00
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,00
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,00
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	1,00
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,00
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,00
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,50	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,00
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,50
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,00
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,00
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	1,00
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,00
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,50
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,00
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	0,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,00
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,00
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	1,00
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,00
	Rete Metropolitana Firenze	0,00
	Riassetto Rete Area Livorno	0,50
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,00
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	1,00
	Rete At Candia-Rosara	0,00
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	1,00
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	1,00
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,00
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,00
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	1,00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	1,00
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,00
Puglia	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00

Regione	Nome Intervento	Tec_03
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,00
	Stazione 220 Kv Noto	0,50
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,00
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,00
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	

Tabella 5-9 – L'indicatore di piano Tec_06 per gli interventi

Regione	Nome Intervento	Tec06
Piemonte	Rete Sud Torino	1.00
	Rete Cuneo/Savona	0.99
	Riassetto Rete At Nord Torino	1.00
	Riassetto Rete Valsesia	0.30
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	1.00
	Riassetto Rete At Area Lecco	0.84
	Riassetto Rete At Area Como	1.00
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	1.00
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	1.00
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	1.00
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	1.00
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	1.00
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0.75	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0.92
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0.37
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0.99
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	1.00
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0.86
	Potenziamento Rete At Vicenza	0.71
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0.32
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0.99
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	1.00
	Rete Nord-Ovest Emilia	1.00
Toscana	Rete Sud-Toscana	0.98
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0.96
	Razionalizzazione Di Arezzo	1.00
	Rete Metropolitana Firenze	0.97
	Riassetto Rete Area Livorno	1.00
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0.94
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0.94
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0.99
	Rete At Candia-Rosara	1.00
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	1.00
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	1.00
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	1.00
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	1.00
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	1.00
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0.91
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1.00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1.00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0.94
	Raccordi Di Candela	1.00
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento Ii	0.85
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0.78
Puglia	Raccordi Di Candela	1.00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1.00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0.95
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0.67
	Riassetto Rete Nord Calabria	1.00
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1.00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0.24
	Riassetto Rete Nord Calabria	1.00

Regione	Nome Intervento	Tec06
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0.94
	Stazione 220 Kv Noto	0.99
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	1.00
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	1.00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	1.00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0.96
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0.99
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	1.00
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	0.98

Tabella 5-10 – L'indicatore di piano Tec_07 Non-linearità

Regione	Nome Intervento	Tec_07
Piemonte	Rete Sud Torino	0,67
	Rete Cuneo/Savona	0,81
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,41
	Riassetto Rete Valsesia	0,42
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,64
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,71
	Riassetto Rete At Area Como	0,20
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,54
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,53
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,41
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,58
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,11
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,42	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,42
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,45
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,85
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,78
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,67
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,72
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,61
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,77
Emilia Romagna	Rete Area Forlì/Cesena	0,64
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,90
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,84
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,10
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,69
	Rete Metropolitana Firenze	0,37
	Riassetto Rete Area Livorno	0,59
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,22
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,71
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,71
	Rete At Candia-Rosara	0,65
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,54
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,44
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,63
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,69
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,50
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,33
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,75
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,65
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,71
	Raccordi Di Candela	0,73
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	0,86
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,26
Puglia	Raccordi Di Candela	0,73
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,78
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,65
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,57
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,93
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,24
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,62
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,92
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,44
	Stazione 220 Kv Noto	0,40

Regione	Nome Intervento	Tec_07
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,87
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,70
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,50
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,67
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,42
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	0,56
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa - Buddusò" e rete AT in Gallura	0,37

Tabella 5-11 – L'indicatore di piano Tec_08 Interferenze con infrastrutture

Regione	Nome Intervento	Tec_08
Piemonte	Rete Sud Torino	0,31
	Rete Cuneo/Savona	0,29
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,19
	Riassetto Rete Valsesia	0,30
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,33
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,11
	Riassetto Rete At Area Como	0,33
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,32
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,33
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,33
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,26
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,33
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,22	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,27
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,31
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,33
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,31
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,26
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,32
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,27
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,27
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	0,33
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,33
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,32
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,19
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,27
	Rete Metropolitana Firenze	0,33
	Riassetto Rete Area Livorno	0,33
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,33
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,32
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,30
	Rete At Candia-Rosara	0,32
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,32
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,27
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,20
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,33
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,31
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,32
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,31
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,31
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,27
	Raccordi Di Candela	0,22
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	0,26
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,29
Puglia	Raccordi Di Candela	0,23
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,31
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,30
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,27
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,17
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,18
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,17
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,17

Regione	Nome Intervento	Tec_08
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,33
	Stazione 220 Kv Noto	0,31
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,26
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,29
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,32
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,31
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,33
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	0,29
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	0,30

Tabella 5-12 – L'indicatore di piano Amb_14 Aree ad elevata pericolosità idrogeologica

Regione	Nome Intervento	Amb_14
Piemonte	Rete Sud Torino	0,91
	Rete Cuneo/Savona	0,75
	Riassetto Rete At Nord Torino	-
	Riassetto Rete Valsesia	0,86
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	-
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,92
	Riassetto Rete At Area Como	-
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,98
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,99
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,95
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,91
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,99
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	-	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	-
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	1,00
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	-
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	-
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	-
	Potenziamento Rete At Vicenza	-
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,73
Liguria	Rete Cuneo/Savona	1,00
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	1,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	-
Toscana	Rete Sud-Toscana	-
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,98
	Razionalizzazione Di Arezzo	1,00
	Rete Metropolitana Firenze	0,89
	Riassetto Rete Area Livorno	0,98
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,98
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,84
	Elettrodotto 380 Kv Fano – Teramo	0,84
	Rete At Candia-Rosara	0,88
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,99
	Sviluppo Aree Metropolitane – Roma	0,93
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,77
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina – Garigliano	0,99
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,83
	Elettrodotto 380 Kv Fano – Teramo	0,82
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	0,64
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,80
	Raccordi Di Candela	0,33
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	0,98
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,98
Puglia	Raccordi Di Candela	0,26
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	0,74
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,81
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco – Maratea	-
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,75
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,96
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco – Maratea	0,85
	Riassetto Rete Nord Calabria	-

Regione	Nome Intervento	Amb_14
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,96
	Stazione 220 Kv Noto	-
	Elettrodotto 380 Kv Paternò – Priolo	-
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi – Ciminna	0,94
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,98
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,99
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	-
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	-
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	-

Tabella 5-13 – Gli indicatori di piano dell'area Tecnica calcolati sulle aree di intervento regionali complessive

Regione	Tec_01	Tec_02	Tec_03	Tec_06	Tec_07	Tec_08	Amb_14
Piemonte	1,00	1,00	0,00	0,44	0,82	0,29	0,86
Lombardia	0,22	0,39	0,17	1,00	0,95	0,33	0,97
Trentino Alto Adige	0,00	0,00	0,00	0,92	0,92	0,27	0,00
Veneto	0,80	0,60	0,30	0,57	0,79	0,33	1,00
Friuli Venezia Giulia	0,00	0,50	0,50	0,32	0,32	0,27	0,73
Liguria	1,00	1,00	0,00	0,99	0,99	0,27	1,00
Emilia Romagna	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,33	1,00
Toscana	1,00	1,00	0,30	0,97	0,98	0,33	0,92
Umbria	1,00	1,00	0,00	0,94	0,94	0,33	0,98
Marche	1,00	1,00	0,33	0,98	0,98	0,31	0,84
Lazio	1,00	1,00	0,50	1,00	1,00	0,31	0,98
Abruzzo	1,00	1,00	0,67	0,92	0,97	0,32	0,81
Molise	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,31	1,00
Campania	1,00	1,00	0,67	0,88	0,89	0,28	0,84
Puglia	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,30	0,68
Basilicata	1,00	1,00	1,00	0,95	0,87	0,31	0,81
Calabria	1,00	1,00	1,00	0,99	0,75	0,19	0,96
Sicilia	1,00	1,00	0,42	0,97	0,98	0,33	0,97
Sardegna	1,00	0,50	0,00	0,98	0,99	0,31	0,00

5.4.2 Aspetti Economici

Nelle tabelle seguenti si riportano i valori calcolati per gli indicatori della dimensione economica, relativi alla sostenibilità economico-finanziaria dello sviluppo della rete.

L'indicatore Eco_01 descrive la capacità dell'intervento di ridurre le perdite di rete. L'indicatore assume valori mediamente bassi per gli interventi del nord, dove l'attuale efficienza di trasporto è già elevata, mentre acquisisce valori importanti nelle regioni del centro sud e sud Italia, dove i margini di miglioramento in termini di efficienza sono più elevati. Tale aspetto è chiaramente visibile dalla lettura delle medie regionali.

L'andamento dell'indicatore Eco_02, rappresentativo della riduzione delle congestioni, è analogo al precedente, anche se in modo meno pronunciato. Anche in questo caso gli interventi nel sud Italia producono effetti più significativi, in quanto si inseriscono in una rete maggiormente deficitaria. Il comportamento è analogo a quello dell'indicatore Tec_03 analizzato negli aspetti tecnici.

L'indicatore Eco_04 Profittabilità è risultato per tutti gli interventi elevato. Tale risultato deve essere ricercato nelle valutazioni preventive che filtrano aprioristicamente interventi che non posseggono un buon ritorno in termini di profittabilità (rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati).

Analizzando i risultati al crescere della definizione dell'intervento, si osserva per gli indicatori Eco_01 ed Eco_02 un incremento dei valori, probabilmente dovuto al fatto che gli interventi che si trovano attualmente in fase attuativa e strutturale, sono prevalentemente localizzati nel centro e sud Italia: pertanto, tali incrementi possono essere riconducibili alle considerazioni espresse in relazione all'analisi dei singoli indicatori (vedi sopra).

Tabella 5-14 – L'indicatore di piano Eco_01: Riduzione delle perdite di rete

Regione	Nome Intervento	Eco_01
Piemonte	Rete Sud Torino	0,00
	Rete Cuneo/Savona	0,00
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,00
	Riassetto Rete Valsesia	0,00
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,00
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,00
	Riassetto Rete At Area Como	0,00
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,00
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,00
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano – Chiari	0,50
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,00
	Sviluppo Aree Metropolitane – Milano	1,00
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,50	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,00
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,50
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,00
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	1,00
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	1,00
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,00
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,50
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,00
Emilia Romagna	Rete Area Forli'/Cesena	0,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,00
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,00
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	1,00
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,00
	Rete Metropolitana Firenze	1,00
	Riassetto Rete Area Livorno	0,00
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	1,00
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano – Teramo	1,00
	Rete At Candia-Rosara	0,00
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	1,00
	Sviluppo Aree Metropolitane – Roma	1,00
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,00
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina – Garigliano	1,00
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,50
	Elettrodotto 380 Kv Fano – Teramo	1,00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,50
	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	1,00
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	
Puglia	Raccordi Di Candela	0,00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,50
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco – Maratea	0,50
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,50
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco – Maratea	0,50
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	1,00
	Stazione 220 Kv Noto	0,50

Regione	Nome Intervento	Eco_01
	Elettrodotto 380 Kv Paternò – Priolo	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi – Ciminna	0,50
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	1,00
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,00
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	

Tabella 5-15 – L'indicatore di piano Eco_02: Riduzione delle congestioni

Regione	Nome Intervento	Eco_02
Piemonte	Rete Sud Torino	0,00
	Rete Cuneo/Savona	0,00
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,00
	Riassetto Rete Valsesia	0,00
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,00
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,00
	Riassetto Rete At Area Como	0,00
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,00
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,00
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano – Chiari	0,00
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,00
	Sviluppo Aree Metropolitane – Milano	0,00
	Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,00
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,00
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,00
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,00
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,50
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,50
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,00
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,00
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,00
Emilia Romagna	Rete Area Forli'/Cesena	0,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,00
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,00
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	1,00
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,00
	Rete Metropolitana Firenze	0,00
	Riassetto Rete Area Livorno	0,00
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,00
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano – Teramo	1,00
	Rete At Candia-Rosara	0,00
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	1,00
	Sviluppo Aree Metropolitane – Roma	1,00
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,00
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina – Garigliano	0,00
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano – Teramo	1,00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	1,00
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,50
Puglia	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco – Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco – Maratea	0,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00

Regione	Nome Intervento	Eco_02
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,00
	Stazione 220 Kv Noto	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Paternò – Priolo	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi – Ciminna	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,00
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,00
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	

Tabella 5-16 – L'indicatore di piano Eco_04: Profittabilità

Regione	Nome Intervento	Eco_04
Piemonte	Rete Sud Torino	1,00
	Rete Cuneo/Savona	1,00
	Riassetto Rete At Nord Torino	1,00
	Riassetto Rete Valsesia	1,00
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	1,00
	Riassetto Rete At Area Lecco	1,00
	Riassetto Rete At Area Como	1,00
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	1,00
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	1,00
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano – Chiari	1,00
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	1,00
	Sviluppo Aree Metropolitane – Milano	1,00
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	1,00	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	1,00
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	1,00
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	1,00
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	1,00
	Potenziamento Rete At Vicenza	1,00
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	1,00
Liguria	Rete Cuneo/Savona	1,00
Emilia Romagna	Rete Area Forli'/Cesena	1,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	1,00
Toscana	Rete Sud-Toscana	1,00
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	1,00
	Razionalizzazione Di Arezzo	1,00
	Rete Metropolitana Firenze	1,00
	Riassetto Rete Area Livorno	1,00
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	1,00
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano – Teramo	1,00
	Rete At Candia-Rosara	1,00
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	1,00
	Sviluppo Aree Metropolitane – Roma	1,00
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	1,00
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina – Garigliano	1,00
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Fano – Teramo	1,00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	1,00
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	1,00
Puglia	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia – Villanova	1,00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco – Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco – Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	1,00
	Stazione 220 Kv Noto	1,00

Regione	Nome Intervento	Eco_04
	Elettrodotto 380 Kv Paternò – Priolo	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi – Ciminna	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	1,00
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	

Tabella 5-17 – Gli indicatori di piano dell'area Economica calcolati sulle aree di intervento regionali complessive

Regione	Eco_01	Eco_02	Eco_04
Piemonte	0,00	0,00	0,70
Lombardia	0,11	0,00	0,70
Trentino Alto Adige	0,00	0,00	1,00
Veneto	0,00	0,00	1,00
Friuli Venezia Giulia	0,00	0,00	1,00
Liguria	0,00	0,00	1,00
Emilia Romagna	0,00	0,00	1,00
Toscana	0,00	0,00	1,00
Umbria	0,13	0,00	1,00
Marche	0,13	0,00	1,00
Lazio	0,38	0,00	1,00
Abruzzo	0,50	0,00	1,00
Molise	0,38	0,00	1,00
Campania	0,50	0,00	1,00
Puglia	0,25	0,00	1,00
Basilicata	0,38	0,13	1,00
Calabria	0,63	0,25	1,00
Sicilia	0,50	0,25	1,00
Sardegna	0,63	0,25	1,00

5.4.3 Aspetti Sociali

Nelle tabelle seguenti si riportano i valori calcolati per gli indicatori della dimensione sociale. Tali indicatori sono finalizzati a rappresentare l'equilibrio della distribuzione spaziale della pressione territoriale della rete, la minimizzazione della pressione territoriale e la minimizzazione dell'interferenza visiva.

L'indicatore Soc_01, miglioramento della qualità del servizio, assume valori elevati per quasi tutti gli interventi, a testimonianza dell'attenzione prestata dall'azione pianificatoria a tale parametro di esercizio. I pochi valori bassi sono relativi ad interventi motivati più da esigenze di riassetto e razionalizzazione che da potenziamenti.

La pressione relativa dell'intervento, Soc_02, assume valori mediamente più elevati nel nord Italia, con la media più bassa di 0,44 in Lombardia e in alcune aree del centro Italia, in particolare il Lazio, per la presenza di infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica discretamente magliate.

Analogamente l'indicatore Soc_03 è più elevato al sud, mentre al nord si trovano i valori minimi – in assoluto l'intervento con il valore inferiore è lo Sviluppo Aree Metropolitane Milano – a causa della maggiore continuità del territorio urbano nel nord Italia, che non consente varianti in grado di non interessare aree infrastrutturate o edificate.

Come atteso, anche l'indicatore Soc_04 – aree idonee per rispetto CEM – assume i valori assoluti inferiori al nord Italia, dove si trovano gli interventi più critici sotto questo profilo, come il già citato Sviluppo Aree Metropolitane Milano. A livello di medie regionali il valore più basso si registra in Lombardia, mentre il più elevato in Molise.

I valori dell'indicatore Amb_01 - Aree di valore culturale e paesaggistico – assumono in termini di singoli interventi i valori maggiormente critici in Piemonte e Lombardia. Il Piemonte è la regione con la media inferiore in assoluto, mentre i valori della media per la Regione Lombardia sono piuttosto elevati.

I valori degli indicatori Amb_06: Aree con buona capacità di mascheramento, Amb_07: Aree con buone capacità di assorbimento visivo e Amb_08: Visibilità dell'intervento, dipendono in modo sostanziale dalla morfologia delle aree di studio e dalla presenza di aree abitate. Pertanto, la connotazione media regionale è meno marcata. L'indicatore Amb_08 e, seppure in misura minore, Amb_07 manifestano comunque una tendenza a valori inferiori nel nord Italia.

Più interessante è notare come Amb_07 e Amb_08, e in misura minore anche Amb_06, abbiano una marcata tendenza all'aumento passando dalla fase strategica a quella strutturale e attuativa, in virtù del fatto che l'applicazione dei criteri ERPA, nella ricerca dell'ipotesi localizzativa maggiormente sostenibile, permette di sfruttare al meglio le possibilità morfologiche locali per ridurre l'impatto visivo.

Questo fenomeno è confermato anche per gli indicatori Soc_02, Soc_03 e Soc_04, in particolare passando dalla fase strategica a quella strutturale.

Tabella 5-18 – L'indicatore di piano Soc_01 Qualità del servizio

Regione	Nome Intervento	Soc_01
Piemonte	Rete Sud Torino	0,00
	Rete Cuneo/Savona	0,70
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,70
	Riassetto Rete Valsesia	0,70
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,70
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,00
	Riassetto Rete At Area Como	0,70
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,70
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,70
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano – Chiari	0,00
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,00
	Sviluppo Aree Metropolitane – Milano	0,70
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,00	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,00
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,00
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,70
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,70
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,70
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,70
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,00
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,70
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	0,70
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,00
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,70
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,70
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,70
	Rete Metropolitana Firenze	0,00
	Riassetto Rete Area Livorno	0,70
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,00
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,70
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,70
	Rete At Candia-Rosara	0,70
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,70
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,70
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,70
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,70
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,70
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,70
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,70
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,70
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,70
	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	0,70
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,70
Puglia	Raccordi Di Candela	
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,70
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,70
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,70
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,70
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,70
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,70
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,70
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,70
	Stazione 220 Kv Noto	0,70

Regione	Nome Intervento	Soc_01
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,70
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,70
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,70
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,70
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,00
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	

Tabella 5-19 – L'indicatore di piano Soc_02: Pressione relativa dell'intervento

Regione	Nome Intervento	Soc_02
Piemonte	Rete Sud Torino	1,20
	Rete Cuneo/Savona	0,86
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,18
	Riassetto Rete Valsesia	0,46
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,80
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,51
	Riassetto Rete At Area Como	0,49
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,67
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,06
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,20
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	1,41
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,83
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,74	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	1,77
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	1,57
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,47
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,37
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,63
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,73
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	3,84
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,94
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	0,11
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,24
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,64
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,14
	Razionalizzazione Di Arezzo	1,46
	Rete Metropolitana Firenze	0,51
	Riassetto Rete Area Livorno	0,29
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,33
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,19
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,42
	Rete At Candia-Rosara	0,42
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,65
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,65
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	2,34
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,02
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,43
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,16
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,57
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	2,18
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,23
	Raccordi Di Candela	1,97
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	0,42
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,92
Puglia	Raccordi Di Candela	0,26
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,13
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	4,02
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,21
	Riassetto Rete Nord Calabria	8,59
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	8,63
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,27
	Riassetto Rete Nord Calabria	4,66

Regione	Nome Intervento	Soc_02
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,64
	Stazione 220 Kv Noto	0,18
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,19
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,27
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,62
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,59
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,13
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	0,08
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	0,76

Tabella 5-20 – L'indicatore di piano Soc. 03/Ter. 07: Urbanizzato - Edificato

Regione	Nome Intervento	Soc_03
Piemonte	Rete Sud Torino	0,99
	Rete Cuneo/Savona	0,99
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,95
	Riassetto Rete Valsesia	1,00
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,51
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,68
	Riassetto Rete At Area Como	0,65
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,54
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,92
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,86
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,94
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,47
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,70	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,81
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	1,00
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,94
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,99
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	1,00
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,96
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	1,00
Liguria	Rete Cuneo/Savona	-
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	-
	Rete Nord-Ovest Emilia	-
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,98
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,98
	Razionalizzazione Di Arezzo	1,00
	Rete Metropolitana Firenze	0,95
	Riassetto Rete Area Livorno	0,97
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,99
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,99
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,99
	Rete At Candia-Rosara	0,97
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	-
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	-
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	-
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	-
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,94
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,99
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,99
	Raccordi Di Candela	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellinonord - Benevento li	1,00
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,97
Puglia	Raccordi Di Candela	1,00
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,99
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	-
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,00

Regione	Nome Intervento	Soc_03
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,97
	Stazione 220 Kv Noto	0,99
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	1,00
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	1,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,93
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,98
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	1,00
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	1,00
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa - Buddusò" e rete AT in Gallura	1,00

Tabella 5-21 – L'indicatore di piano Soc_04: Aree idonee per rispetto CEM

Regione	Nome Intervento	Soc_04
Piemonte	Rete Sud Torino	0,91
	Rete Cuneo/Savona	0,91
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,82
	Riassetto Rete Valsesia	0,96
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,39
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,58
	Riassetto Rete At Area Como	0,51
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,39
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,87
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,71
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,89
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,30
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,46	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,70
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,97
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,68
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,88
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,93
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,81
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,99
Liguria	Rete Cuneo/Savona	-
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	-
	Rete Nord-Ovest Emilia	-
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,85
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,87
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,99
	Rete Metropolitana Firenze	0,76
	Riassetto Rete Area Livorno	0,83
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	-
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,89
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,81
	Rete At Candia-Rosara	0,79
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	-
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	-
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	-
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	-
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,66
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,84
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,91
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,87
	Raccordi Di Candela	0,92
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	0,92
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,79
Puglia	Raccordi Di Candela	0,97
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,99
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,99
	Elettrodotto 150 Kv Castrocuco - Maratea	0,96
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,90
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	-
	Elettrodotto 150 Kv Castrocuco - Maratea	0,98
	Riassetto Rete Nord Calabria	-

Regione	Nome Intervento	Soc_04
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,79
	Stazione 220 Kv Noto	0,87
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,94
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,93
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,98
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,82
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,97
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	0,98
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	0,97

Tabella 5-22 – L'indicatore di piano Amb_01: Aree di valore culturale e paesaggistico

Regione	Nome Intervento	Amb_01
Piemonte	Rete Sud Torino	0,78
	Rete Cuneo/Savona	0,79
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,80
	Riassetto Rete Valsesia	0,29
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,69
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,69
	Riassetto Rete At Area Como	0,88
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,95
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,97
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,94
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,95
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,88
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,79	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,76
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,56
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,75
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,98
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,59
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,66
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,76
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,62
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	0,92
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,89
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,13
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,52
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,64
	Rete Metropolitana Firenze	0,34
	Riassetto Rete Area Livorno	0,90
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,68
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,67
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,78
	Rete At Candia-Rosara	0,78
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,75
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,71
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,97
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,89
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,92
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,57
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,91
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,90
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,77
	Raccordi Di Candela	0,92
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	0,74
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,34
Puglia	Raccordi Di Candela	0,91
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,94
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,71
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,75
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,62
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,85
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,76
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,94

Regione	Nome Intervento	Amb_01
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,90
	Stazione 220 Kv Noto	0,89
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,93
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,88
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,32
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,68
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,89
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	0,81
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	0,67

Tabella 5-23 – L'indicatore di piano Amb_06: Aree con buona capacità di mascheramento

Regione	Nome Intervento	Amb_06
Piemonte	Rete Sud Torino	1,05
	Rete Cuneo/Savona	1,34
	Riassetto Rete At Nord Torino	-
	Riassetto Rete Valsesia	1,78
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	1,11
	Riassetto Rete At Area Lecco	1,49
	Riassetto Rete At Area Como	1,18
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	1,02
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	1,00
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	1,01
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	1,02
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	1,00
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	1,30	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	-
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	1,98
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	1,06
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	1,01
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	1,71
	Potenziamento Rete At Vicenza	1,63
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	1,76
Liguria	Rete Cuneo/Savona	1,45
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	1,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	1,01
Toscana	Rete Sud-Toscana	1,51
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	1,75
	Razionalizzazione Di Arezzo	1,60
	Rete Metropolitana Firenze	1,40
	Riassetto Rete Area Livorno	1,12
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	1,39
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	1,18
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	1,14
	Rete At Candia-Rosara	1,01
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	1,01
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	1,02
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	1,01
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	1,00
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	-
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	1,40
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,11
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,01
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,27
	Raccordi Di Candela	1,03
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	1,42
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	1,33
Puglia	Raccordi Di Candela	1,07
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,42
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	1,60
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,64
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	1,40
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	-
	Riassetto Rete Nord Calabria	1,53

Regione	Nome Intervento	Amb_06
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	1,13
	Stazione 220 Kv Noto	1,01
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	1,01
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	1,02
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	1,03
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	1,07
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	1,19
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	-
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	1,24

Tabella 5-24 – L'indicatore di piano Amb_07: Aree con buone capacità di assorbimento visivo

Regione	Nome Intervento	Amb_07
Piemonte	Rete Sud Torino	0,08
	Rete Cuneo/Savona	0,11
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,04
	Riassetto Rete Valsesia	0,12
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,03
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,03
	Riassetto Rete At Area Como	0,02
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,03
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,06
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,02
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,09
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,06
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	-	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,01
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,11
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,08
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,03
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,04
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,09
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,12
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,15
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	0,10
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,18
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,10
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,03
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,09
	Rete Metropolitana Firenze	0,06
	Riassetto Rete Area Livorno	0,11
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,09
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,10
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,12
	Rete At Candia-Rosara	0,13
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,07
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,08
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,03
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,05
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,12
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,14
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,18
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,18
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,13
	Raccordi Di Candela	0,14
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	0,08
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,11
Puglia	Raccordi Di Candela	0,09
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,09
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,13
	Elettrodotto 150 Kv Castrocuco - Maratea	0,22
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,09
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,07
	Elettrodotto 150 Kv Castrocuco - Maratea	-
	Riassetto Rete Nord Calabria	-

Regione	Nome Intervento	Amb_07
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,16
	Stazione 220 Kv Noto	0,06
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,11
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,14
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,00
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,03
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,11
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	0,21
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	0,14

Tabella 5-25 – L'indicatore di piano Amb_08: Visibilità dell'intervento

Regione	Nome Intervento	Amb_08
Piemonte	Rete Sud Torino	0,29
	Rete Cuneo/Savona	0,52
	Riassetto Rete At Nord Torino	-
	Riassetto Rete Valsesia	0,92
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	-
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,00
	Riassetto Rete At Area Como	-
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	-
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,16
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,03
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,00
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	-
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	-	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	-
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,80
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,10
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	-
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,34
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,50
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,99
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,41
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	0,41
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,09
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,41
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,75
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,85
	Rete Metropolitana Firenze	0,35
	Riassetto Rete Area Livorno	0,26
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,67
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,61
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,55
	Rete At Candia-Rosara	0,44
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,27
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,37
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,49
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,16
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,01
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,69
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	1,00
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,83
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,36
	Raccordi Di Candela	0,81
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	0,42
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,38
Puglia	Raccordi Di Candela	0,95
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,98
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,73
	Elettrodotto 150 Kv Castrocuco - Maratea	0,58
	Riassetto Rete Nord Calabria	-
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,70
	Elettrodotto 150 Kv Castrocuco - Maratea	1,00
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,56

Regione	Nome Intervento	Amb_08
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,49
	Stazione 220 Kv Noto	0,61
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,60
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,92
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,18
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,45
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,82
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	0,92
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	0,84

Tabella 5-26 – Gli indicatori di piano dell'area Sociale calcolati sulle aree di intervento regionali complessive

Regione	Sco_02	Soc_03	Soc_04	Amb_01	Amb_06	Amb_07	Amb_08
Piemonte	0,75	0,99	0,95	0,39	1,64	0,11	0,81
Lombardia	0,65	0,78	0,64	0,93	1,02	0,04	0,04
Trentino Alto Adige	1,77	0,81	0,70	0,76	0,00	0,01	0,00
Veneto	0,41	0,98	0,88	0,62	1,74	0,10	0,61
Friuli Venezia Giulia	3,84	-	0,99	0,76	1,76	0,12	0,99
Liguria	0,74	-		0,62	1,45	0,15	0,41
Emilia Romagna	0,16	0,00		0,91	1,00	0,11	0,36
Toscana	0,27	0,96		0,45	1,41	0,08	0,40
Umbria	1,27	0,99	0,81	0,68	1,39	0,09	0,67
Marche	0,26	0,99	0,82	0,76	1,14	0,12	0,55
Lazio	0,55	-		0,84	1,01	0,06	0,21
Abruzzo	0,06	0,99	0,84	0,60	1,37	0,14	0,68
Molise	1,13	1,00	1,00	0,90	1,01	0,18	0,83
Campania	0,49	0,98	0,84	0,60	1,28	0,12	0,41
Puglia	0,05	1,00	0,99	0,94	1,01	0,09	0,98
Basilicata	0,93	1,00	0,99	0,71	1,42	0,13	0,73
Calabria	1,22	1,00		0,85	1,40	0,07	0,69
Sicilia	0,43	0,98	0,99	0,82	1,06	0,10	0,63
Sardegna	0,30	1,00	0,97	0,74	1,22	0,13	0,83

5.4.4 Aspetti Ambientali

Nelle tabelle seguenti sono elencati i risultati dei calcoli relativi agli indicatori rappresentativi degli aspetti ambientali. Gli aspetti ambientali considerano, in particolare, l'interferenza con la biodiversità a livello di vegetazione, flora e fauna, ricomprese nelle aree naturali protette.

L'indicatore Amb_09: Aree di pregio per la biodiversità dipende dalle situazioni sito specifiche e pertanto non può essere identificata una particolare distribuzione geografica di ampia scala.

Gli interventi con valore più basso sono la Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza e il Riassetto rete nord Calabria, quelli a valore più elevato sono il Riassetto rete AT area Como, il Nuovo elettrodotto 380 kV Cassano – Chiari e la Rete area Forlì/Cesena.

Analogamente, l'indicatore Ter_03: Aree preferenziali (ovvero aree già infrastrutturate), che riguarda la minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti, dipende da fattori locali e non presenta particolari andamenti sulla base della distribuzione geografica degli interventi.

Gli interventi con il valore inferiore per il Ter_03 sono il Riassetto Rete Valsesia, il Potenziamento Rete AT Vicenza e, in Sardegna, il Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro - Bono - Buddusò (NU). Quelli con i valori più elevati sono l'Elettrodotto Glorenza Tirano con la derivazione per Premadio e il Riassetto Rete AT Nord Torino.

Entrambi gli indicatori presentano una tendenza ad aumentare passando dalla fase strategica a quelle di maggiore dettaglio.

Tabella 5-27 – L'indicatore di piano Amb_09: Aree di pregio per la biodiversità di ordine

Regione	Nome Intervento	Am_09
Piemonte	Rete Sud Torino	0,95
	Rete Cuneo/Savona	0,91
	Riassetto Rete At Nord Torino	-
	Riassetto Rete Valsesia	0,61
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,86
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,98
	Riassetto Rete At Area Como	1,00
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,98
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,98
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	1,00
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,96
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	-
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,72	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	-
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,42
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,79
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,97
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,96
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,86
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,34
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,98
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	1,00
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,99
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,53
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,70
	Razionalizzazione Di Arezzo	-
	Rete Metropolitana Firenze	0,79
	Riassetto Rete Area Livorno	0,94
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,84
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,92
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,97
	Rete At Candia-Rosara	0,86
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,25
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,67
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	-
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,96
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	-
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,69
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,98
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,92
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,79
	Raccordi Di Candela	-
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	0,60
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,56
Puglia	Raccordi Di Candela	-
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,95
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,95
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,86
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,13
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,01
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	0,91
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,12
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,82
	Stazione 220 Kv Noto	0,94

Regione	Nome Intervento	Am_09
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,97
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,99
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,94
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,90
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,95
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	-
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa - Buddusò" e rete AT in Gallura	0,87

Tabella 5-28 – L'indicatore di piano Ter_03: Aree preferenziali

Regione	Nome Intervento	Ter_03
Piemonte	Rete Sud Torino	0,25
	Rete Cuneo/Savona	0,21
	Riassetto Rete At Nord Torino	0,72
	Riassetto Rete Valsesia	0,01
Lombardia	Elettrodotto 132 Kv Solaro – Arese	0,19
	Riassetto Rete At Area Lecco	0,29
	Riassetto Rete At Area Como	0,30
	Riassetto Rete 132 Kv Monza/Brianza	0,38
	Razionalizzazione 132 Kv Cremona	0,15
	Nuovo Elettrodotto 380 Kv Cassano - Chiari	0,11
	Elettrodotto 132 Kv Arena Po-Copiano	0,24
	Sviluppo Aree Metropolitane - Milano	0,24
Elettrodotto Glorenza-Tirano - Der. Premadio	0,97	
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 Kv San Floriano - S.Michele (Tn)	0,58
Veneto	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	0,08
	Potenziamento Rete At Padova (Pd)	0,24
	Elettrodotto 380 Kv Trasversale In Veneto	0,31
	Stazione 220 Kv Polpet - Bl - Fasce Intesa	0,37
	Potenziamento Rete At Vicenza	0,04
Friuli Venezia Giulia	Riassetto Rete Alto Bellunese (Bl)	-
Liguria	Rete Cuneo/Savona	0,31
Emilia Romagna	Rete Area Forli/Cesena	0,16
	Rete Nord-Ovest Emilia	0,24
Toscana	Rete Sud-Toscana	0,35
	Nuova Se 380 Kv Vaiano	0,13
	Razionalizzazione Di Arezzo	0,15
	Rete Metropolitana Firenze	0,20
	Riassetto Rete Area Livorno	0,34
Umbria	Razionalizzazione Rete At Umbria	0,06
Marche	Rete At Candia/Cappuccini	0,22
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,12
	Rete At Candia-Rosara	0,23
Lazio	Riassetto Rete Roma Ovest/Roma Sudovest	0,40
	Sviluppo Aree Metropolitane - Roma	0,40
	Potenziamento At Tra Terni E Roma	0,59
	Riassetto Rete At Roma Sud - Latina - Garigliano	0,22
Abruzzo	Riassetto Rete Teramo/Pescara	0,53
	Elettrodotto 380 Kv Fano - Teramo	0,07
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,13
Molise	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,14
Campania	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,30
	Raccordi Di Candela	0,13
	Elettrodotto 380 Kv Montecorvino - Avellanonord - Benevento li	0,57
	Riassetto Rete At Penisola Sorrentina	0,04
Puglia	Raccordi Di Candela	0,13
	Elettrodotto A 380 Kv Foggia - Villanova	0,07
Basilicata	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,10
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	-
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,71
Calabria	Razionalizzazione Rete At Nell'area Di Potenza	0,38
	Elettrodotto 150 Kv Castrocucco - Maratea	-
	Riassetto Rete Nord Calabria	0,21

Regione	Nome Intervento	Ter_03
Sicilia	Riassetto Area Metropolitana Di Palermo	0,12
	Stazione 220 Kv Noto	0,13
	Elettrodotto 380 Kv Paternò - Priolo	0,21
	Elettrodotto 380 Kv Chiaramonte Gulfi - Ciminna	0,08
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 2	0,15
	Interventi Area Nord Catania - Alt. 1	0,09
Sardegna	Nuovo Elettrodotto 150 Kv Taloro - Bono - Buddusò (Nu)	0,02
	Elettrodotto 150 Kv Fiumesanto Porto Torres	0,14
	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" e rete AT in Gallura	0,03

Tabella 5-29 – Gli indicatori di piano dell'area Ambientale calcolati sulle aree di intervento regionali complessive

Regione	Amb_09	Ter_03
Piemonte	0,67	0,06
Lombardia	0,99	0,17
Trentino Alto Adige	0,00	0,58
Veneto	0,62	0,09
Friuli Venezia Giulia	0,34	0,00
Liguria	0,98	0,31
Emilia Romagna	1,00	0,17
Toscana	0,81	0,22
Umbria	0,84	0,06
Marche	0,96	0,13
Lazio	0,79	0,28
Abruzzo	0,71	0,09
Molise	0,92	0,14
Campania	0,70	0,18
Puglia	0,95	0,08
Basilicata	0,95	0,10
Calabria	0,02	0,37
Sicilia	0,92	0,10
Sardegna	0,90	0,02

5.5 Approfondimento sugli interventi di razionalizzazione

A seguito della ridefinizione degli indicatori per la valutazione e il confronto delle alternative di razionalizzazione, presentato in Tabella 2-5, si riportano nella seguente i valori di tali indicatori, calcolati per alcuni interventi attualmente in concertazione.

Tra questi, alcuni nascono proprio con lo scopo di razionalizzare una ben definita porzione di rete, per ottimizzare l'efficienza della rete esistente riducendo, contestualmente, l'impatto territoriale.

Tabella 5-30 – Valori degli indicatori per gli interventi di razionalizzazione

Regione	Nome Intervento	RAZTER01 (ettari)	RAZAMB01 (ettari)	RAZAMB02 (%)	RAZAMB03 (ettari)	RAZAMB04 (%)	RAZAMB05 (ettari)
LOMBARDIA	Sviluppo aree metropolitane - Milano	44.57	-	-	15.83	35.52	1'409.82
VENETO	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	275.42	8.95	3.25	20.68	7.51	7'029.30
	Stazione 220 kV Polpet - BL - Fasce intesa	113.61	6.25	5.50	69.41	61.09	2'072.21
TOSCANA	Razionalizzazione di Arezzo	349.40	-	-	197.06	56.40	6'762.14
LAZIO	Sviluppo aree metropolitane - Roma	569.57	248.60	43.65	216.30	37.98	13'406.68
CAMPANIA	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - AvellinoNord - Benevento II	255.82	107.18	41.90	118.86	46.46	5'795.92
CALABRIA	Riassetto rete nord Calabria	410.61	313.53	76.36	141.33	34.42	7'111.99
SICILIA	Elettrodotto 380 kV Paternò - Priolo	457.97	50.20	10.96	63.95	13.96	10'083.34

Come riportato nell'apertura di questo capitolo (Paragrafo 5.1), le razionalizzazioni rappresentano uno dei principali elementi di sostenibilità nella pianificazione della rete elettrica. In questo paragrafo si quantifica, dunque, l'effettivo contributo di tale tipologia di interventi alla diminuzione degli impatti ambientali e territoriali dello sviluppo complessivo della rete elettrica nazionale.

Per il significato di ogni singolo indicatore si rimanda alla descrizione dettagliata che viene riportata nell'Allegato A. In generale, la lettura della tabella 5-30 mostra come gli interventi di razionalizzazione riducano considerevolmente gli impatti relativi delle infrastrutture elettriche preesistenti in zone di pregio per la biodiversità e di valore culturale e paesaggistico. Nell'intervento di Riassetto della rete Nord Calabria, le reti demolite interessavano per il 76% del loro tracciato l'interno di aree di pregio per la biodiversità; nella realizzazione della nuova stazione 200kV di Polpet (BL), le fasce di asservimento liberate occupavano il 61% di aree di valore culturale e paesaggistico.

In queste considerazioni va sottolineato, inoltre, che le nuove realizzazioni associate alle demolizioni subiscono un procedimento semi automatico di localizzazione che tende ad escludere tali aree dalle ipotesi localizzative.

5.6 Applicazione dei criteri localizzativi per gli interventi in concertazione

La caratterizzazione del territorio mediante i criteri localizzativi ERPA è l'elemento attorno a cui ruota il processo di individuazione di alternative localizzative per gli interventi. Nel presente paragrafo si fornisce una lettura aggregata per tipologie di tali criteri, al fine di valutarne l'efficacia e l'effettiva applicazione. Per effettuare tale calcolo, è stato applicato l'insieme dei criteri ERPA condiviso a livello nazionale, nella sua formulazione attuale, esposta nel Paragrafo 2.3.1.

In particolare, si specifica che la formulazione dei criteri ERA o ERPA concordata con le singole Regioni, laddove disponibile, è stata applicata anche nel processo 2009 per la generazione e il confronto delle alternative localizzative dei singoli interventi. I criteri nazionali, pertanto, sono stati applicati solo all'interno dell'analisi compiuta in questo paragrafo, al fine di ottenere risultati omogenei e confrontabili su tutto il territorio nazionale, ivi comprese anche quelle Regioni che ancora non hanno formalizzato l'utilizzo di tali criteri per la generazione e il confronto delle alternative. Tutto ciò, anche in recepimento delle prescrizioni ricevute.

In applicazione del principio di precauzione, ogni area ricadente contemporaneamente in più categorie o sottocategorie, è stata attribuita al criterio più restrittivo, evitando così anche i doppi conteggi. La tabella seguente riporta i dati di Esclusione, Repulsione e Attrazione per tutti gli interventi in concertazione; i paragrafi seguenti commentano tali dati.

Tabella 5-31 - Esclusione, Repulsione e Attrazione degli interventi in concertazione nel Piano 2010

REGIONE Nome Intervento	E (%)	R (%)	A (%)	LIVELLO	SEZ. PdS
ABRUZZO	0,7%	61,2%	24,1%		
Riassetto rete Teramo/Pescara	7,0%	28,1%	38,1%	1	1
Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	0,5%	63,0%	22,2%	1	2
Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	0,0%	47,0%	51,8%	2	2
BASILICATA	0,3%	61,2%	30,2%		
Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	0,3%	61,3%	30,1%	1	1
Elettrodotto 150 kV Castrocuoco – Maratea	0,0%	55,4%	36,2%	2	2
Riassetto rete nord Calabria	0,0%	85,7%	0,0%	3	2
CALABRIA	0,0%	98,1%	0,9%		

REGIONE Nome Intervento	E (%)	R (%)	A (%)	LIVELLO	SEZ. PdS
Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	0,0%	99,3%	0,4%	1	1
Elettrodotto 150 kV Castrocuoco - Maratea	0,0%	60,0%	30,0%	2	2
Riassetto rete nord Calabria	0,0%	88,9%	2,8%	3	2
CAMPANIA	2,1%	71,8%	15,3%		
Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	1,1%	65,7%	20,4%	1	1
Raccordi di Candela	0,0%	78,2%	17,7%	2	2
Elettrodotto 380 kV Montecorvino - AvellinoNord - Benevento II	0,0%	57,0%	29,5%	2	2
Riassetto Rete AT Penisola Sorrentina	3,6%	77,6%	8,7%	1	1
EMILIA ROMAGNA	1,2%	20,7%	43,6%		
Rete area Forli/Cesena	1,1%	19,5%	45,8%	1	1
Rete Nord-Ovest Emilia	1,5%	27,5%	31,1%	1	1
FRIULI VENEZIA GIULIA	0,0%	92,5%	7,5%		
Riassetto rete alto Bellunese (BL)	0,0%	92,5%	7,5%	1	1
LAZIO	1,7%	40,0%	22,6%		
Riassetto rete Roma Ovest/Roma SudOvest	8,2%	87,1%	1,0%	1	1
Sviluppo aree metropolitane - Roma	0,0%	68,6%	17,1%	3	2
Potenziamento AT tra Terni e Roma	0,0%	31,0%	44,4%	3	2
Riassetto Rete AT Roma Sud - Latina - Garigliano	0,0%	21,7%	29,7%	1	1
LIGURIA	0,0%	61,6%	26,5%		
Rete Cuneo/Savona	0,0%	61,6%	26,5%	1	1

REGIONE Nome Intervento	E (%)	R (%)	A (%)	LIVELLO	SEZ. PdS
LOMBARDIA	3,1%	26,4%	16,4%		
Elettrodotto 132 kV Solaro - Arese	0,0%	67,0%	8,8%	1	1
Riassetto rete AT area Lecco	1,0%	77,4%	5,7%	1	1
Riassetto rete AT area Como	0,3%	50,8%	19,8%	1	1
Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza	0,5%	39,5%	25,6%	1	1
Razionalizzazione 132 kV Cremona	0,4%	11,8%	30,2%	1	1
Nuovo elettrodotto 380 kV Cassano - Chiari	0,2%	18,0%	12,9%	1	1
Elettrodotto 132 kV Arena Po-Copiano	0,0%	18,0%	26,1%	1	1
Sviluppo aree metropolitane - Milano	17,5%	49,4%	11,8%	3	2
Elettrodotto Glorenza-Tirano - der. Premadio	0,0%	80,0%	20,0%	1	1
MARCHE	0,0%	46,6%	34,0%		
Rete AT Candia/Cappuccini	0,1%	59,9%	28,2%	1	1
Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	0,0%	45,1%	34,6%	2	2
Rete AT Candia-Rosara	0,1%	43,4%	35,7%	1	1
MOLISE	0,0%	22,0%	66,6%		
Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	0,0%	22,0%	66,6%	2	2
PIEMONTE	0,0%	88,9%	6,5%		
Rete Sud Torino	0,0%	44,2%	28,7%	1	1
Rete Cuneo/Savona	0,0%	63,8%	22,7%	1	1
Riassetto Rete AT Nord Torino	0,0%	37,9%	40,2%	1	1

REGIONE Nome Intervento	E (%)	R (%)	A (%)	LIVELLO	SEZ. PdS
Riassetto Rete Valsesia	0,0%	98,3%	1,4%	1	1
PUGLIA	0,0%	52,1%	47,1%		
Raccordi di Candela	0,0%	99,3%	0,7%	2	2
Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	0,0%	45,2%	53,8%	2	2
SARDEGNA	0,2%	43,5%	48,8%		
Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro - Bono - Buddusò (NU)	0,3%	26,5%	61,3%	1	1
Elettrodotto 150 kV Fiumesanto Porto Torres	0,0%	27,1%	69,2%	1	1
Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa - Buddusò - Intervento rete AT in Gallura	0,1%	52,3%	42,3%	1	2
SICILIA	3,4%	35,0%	47,2%		
Riassetto area metropolitana di Palermo	4,9%	35,3%	39,5%	1	1
Stazione 220 kV Noto	2,7%	23,1%	52,3%	1	1
Elettrodotto 380 kV Paternò - Priolo	1,1%	15,1%	59,9%	3	2
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi -Ciminna	0,8%	26,2%	67,3%	2	2
Interventi area Nord Catania - alt. 2	0,0%	100,0%	0,0%	1	1
Interventi area Nord Catania - alt. 1	5,4%	46,5%	32,0%	1	1
TOSCANA	5,2%	76,2%	10,3%		
Rete Sud-Toscana	0,2%	96,3%	2,1%	1	1
Nuova SE 380 kV Vaiano	0,8%	94,4%	3,1%	1	1
Razionalizzazione di Arezzo	0,0%	67,4%	24,1%	3	2
Rete Metropolitana Firenze	8,0%	84,9%	3,4%	1	1

REGIONE Nome Intervento	E (%)	R (%)	A (%)	LIVELLO	SEZ. PdS
Riassetto rete area Livorno	0,7%	30,1%	38,5%	1	1
TRENTINO ALTO ADIGE	0,0%	51,3%	34,7%		
Elettrodotto 132 kV San Floriano - S.Michele (TN)	0,0%	51,3%	34,7%	1	1
UMBRIA	0,8%	59,9%	25,7%		
Razionalizzazione Rete AT Umbria	0,8%	59,9%	25,7%	1	2
VENETO	0,3%	82,0%	7,6%		
Riassetto rete alto Bellunese (BL)	0,0%	94,7%	4,3%	1	1
Potenziamento rete AT Padova (PD)	0,2%	54,2%	16,8%	1	1
Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	0,0%	8,1%	31,1%	3	2
Stazione 220 kV Polpet - BL - Fasce intesa	0,0%	71,4%	14,7%	3	2
Potenziamento Rete AT Vicenza	0,8%	73,4%	9,1%	1	1

La tabella seguente riporta la percentuale complessiva relativa ai medesimi interventi della tabella precedente.

Tabella 5-32 – Percentuale aggregata per categoria ai diversi livelli di analisi

Classe	E (%)	R (%)	A (%)
Strategico	1.1%	55.7%	28.7%
Strutturale	0.3%	38.9%	49.9%
Attuativo	11.1%	48.9%	20.0%

5.6.1 Aree di Esclusione

La percentuale di territorio caratterizzato come Esclusione, ricadente all'interno delle aree di intervento per i gli interventi in concertazione valutati, è piuttosto scarsa. Risulta elevata solo in alcuni interventi per i quali le condizioni di elevata urbanizzazione rendono imprescindibile interessare aree di esclusione, come per Sviluppo aree metropolitana di Milano, il Riassetto rete Roma Ovest/Roma SudOvest e la Rete Metropolitana Firenze. Dai risultati si evince che a livello strutturale ed attuativo le aree di esclusione interessate sono molto limitate.

Tale risultato indica che le scelte localizzative concertate da Terna e dai soggetti interessati non riguardano, in generale, le aree per le quali è stata definita l'impossibilità di attraversamento. Più in particolare, il fatto che le percentuali risultino basse anche a livello strategico, sottolinea quanto tale attenzione sia presente fin dalle prime fasi di concertazione. Coerentemente con quanto esposto in linea teorica, inoltre, i valori di Esclusione risultano leggermente più alti a livello strategico, rispetto a quelli del livello strutturale, mentre per gli interventi in fase attuativa le Esclusioni, tranne la eccezione dello Sviluppo aree metropolitana di Milano, risultano sostanzialmente nulle.

Si ribadisce, inoltre, che Terna pianifica e progetta i propri interventi di sviluppo in conformità alla normativa vigente sulla protezione della popolazione dall'esposizione ai CE, CM e CEM (L. 36/2001, DPCM 8/7/2003). In particolare, per i nuovi interventi si prevede sempre un'esposizione inferiore all'obiettivo di qualità fissato dal DPCM 08/07/2003 (induzione magnetica a cui viene esposta la popolazione inferiore a 3 μ T come mediana delle 24 ore nelle condizioni normali di esercizio).

5.6.2 Aree di Repulsione

Le aree caratterizzate come Repulsione risultano evidentemente più consistenti, rispetto alle precedenti e ciò si spiega, in linea generale, con l'elevata varietà di categorie di usi del suolo in esse contenuta. In particolare si può nuovamente constatare che, valutando il valore medio delle aree in repulsione ai diversi livelli, si nota una diminuzione del valore percentuale passando dal livello strategico a quello strutturale e da questo al livello attuativo. Tale andamento risulta più accentuato se, per quanto riguarda gli interventi di livello attuativo, non si tiene conto dei due valori riferiti all'intervento Riassetto rete Nord Calabria che, essendo i maggiori tra quelli di tutti gli interventi considerati, influenzano decisamente la media, che pertanto passerebbe dal 54% al 44%.

Vista la notevole variabilità dei valori di repulsione, nella Tabella 5-33 si propone l'aggregazione di tali valori in quattro classi di pari ampiezza, per una migliore lettura del dato. Dalla tabella emerge che poco più della metà degli interventi considerati risulta avere meno della metà del territorio ricadente nell'area di intervento in aree di Repulsione e questo risulta indicativo rispetto all'effettiva possibilità, per il tracciato reale dell'elettrodotto che verrà realizzato, di seguire un percorso privo di interferenze con tali aree.

Tabella 5-33 - *Suddivisione in classi per la categoria Repulsione*

Classe	Strategico	Strutturale	Attuativo
0-25 %	2	1	2
26-50 %	2	4	2
51-75 %	3	3	3
76-100 %	2	2	2

Un altro elemento che emerge dall'analisi di frequenza è inerente al livello attuativo. Le soluzioni localizzative individuate nell'ambito dei processi concertativi risultano interessate da aree di Repulsione per percentuale media complessiva del 48,9%. La successiva ricerca del tracciato all'interno delle fasce di fattibilità individuate, dovrà tenere conto di tali criticità, affinando le analisi al fine di minimizzare le interferenze con le Repulsioni ricadenti nell'area di intervento.

5.6.3 Aree di Attrazione

La consistenza media delle aree di attrazione, per gli interventi considerati, è da considerarsi buona: accanto a valori medi non trascurabili, si hanno vere e proprie punte di Attrazione nei seguenti casi: lo Sviluppo delle

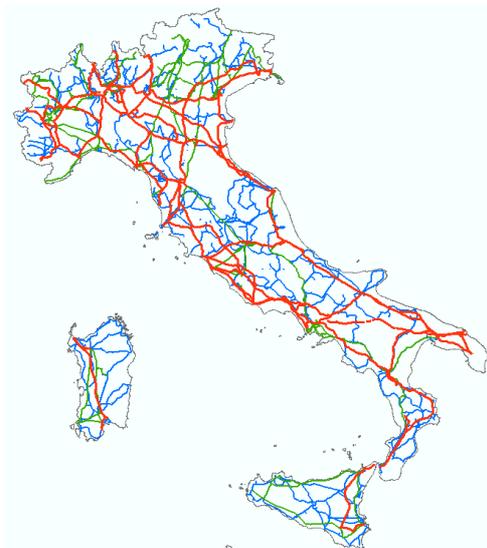
aree metropolitane di Roma con il 17%, la Razionalizzazione di Arezzo con il 24%, l'Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto con il 31%, il Potenziamento AT tra Terni e Roma con il 44,39% e l'Elettrodotto 380 kV Paternò – Priolo con il 60%.

Negli interventi di potenziamento, tali valori così elevati sono dovuti alla natura stessa dell'intervento, mentre negli altri casi confermano il buon esito delle scelte effettuate dalla concertazione: nella localizzazione delle infrastrutture, ove possibile, si tende a ridurre il consumo di suolo, affiancando corridoi energetici o infrastrutturali già esistenti. Questa tendenza è confermata anche dall'andamento crescente del valor medio delle Attrazioni, all'aumentare del livello di scala: se a livello strategico, date le dimensioni in genere piuttosto ampie dell'ellissoide dell'area di studio, la percentuale di Attrazione è bassa, al diminuire delle dimensioni dell'area di intervento la percentuale aumenta.

Infine, si ricorda che la logica del criterio prevalente porta a classificare come Esclusione o Repulsione (in quanto criteri più restrittivi) eventuali aree appartenenti contemporaneamente a più criteri. L'analisi separata delle tre categorie di criteri potrà dunque restituire percentuali diverse, soprattutto per quanto riguarda le Attrazioni, e fornire utili elementi in sede di concertazione delle scelte localizzative.

5.7 Indicatori di sintesi sull'insieme della RTN esistente e pianificata

Il presente paragrafo riporta alcuni dati sintetici sulla consistenza della rete attuale e futura, basandosi sulle stime di consistenza relative agli interventi autorizzati e a quelli ancora in concertazione o in autorizzazione.



Totale Rete esistente (Terna +TELAT)	62.503 km
Consistenza nuovi interventi PdS 2010	+ 1.708 km circa
Consistenza demolizioni ¹¹ previste nel PdS 2010	- 1570 km circa
Incremento consistenza prevista della RTN nel 2019 (limite dell'orizzonte di Piano)	+ 4.813 km

Figura 5.2 - Distribuzione della RTN e variazioni previste nel PdS 2010 circa la consistenza della RTN (km di terne)

Tabella 5-34 - Dettaglio delle tipologie di linee della RTN (km di terne)

	Tensione	Km
Elettrodotti aerei esistenti	380 kV	11.212

¹¹ Il valore è riferito agli smantellamenti previsti da accordi sottoscritti all'interno di interventi di sviluppo, riassetto e/o razionalizzazione della rete e comprende demolizioni di linee appartenenti anche ad altri Gestori (Enel, RFI, etc.)

	220 kV	12.083
	132 – 150 kV	39.208
	Totale	39.208
Elettrodotti in cavo (interrati e sottomarini) esistenti	Interrati	1043
	Sottomarini	914
	Totale	1957
Elettrodotti aerei in fase autorizzativa, in concertazione o da avviare a concertazione (valori in km al netto delle demolizioni)	380 kV	5.177
	220 kV	-1.299
	132 – 150 kV	935
	Totale	4.813

Tabella 5-35 - Dettaglio delle stazioni elettriche della RTN

	Tensione	Numero
Stazioni elettriche esistenti	380 kV	136
	220 kV	147
	132 – 150 kV	100
Stazioni elettriche previste da PdS	380 – 500 kV	50
	220 kV	27
	132 – 150 kV	63

Tabella 5-36 - Dettaglio delle tipologie di linee previste nei nuovi interventi del PdS 2010 (km di terne)

	Tensione	Km
Elettrodotti aerei in concertazione o da avviare a concertazione	380 kV	163
	220 kV	-
	132 – 150 kV	1.215
Demolizioni di Elettrodotti aerei in concertazione o da avviare a concertazione	380 kV	8
	220 kV	188
	132 – 150 kV*	1.382
Elettrodotti in cavo (interrato o sottomarino) in fase autorizzativa, in concertazione o da avviare a concertazione	terrestre 380-400 kV	-
	marino 380-400 kV	-
	terrestre 220-200 kV	-
	marino 220-200 kV	-
	terrestre <150 kV	330
	marino <150 kV	-

*Comprensivo dei collegamenti in cavo

5.8 Conclusioni e indicazioni per l'orientamento del PdS 2011

L'integrazione dei diversi livelli di sviluppo degli interventi, la riorganizzazione delle dimensioni della sostenibilità nelle quattro categorie ambientale, sociale, economica e tecnica, l'inclusione dei nuovi interventi nelle schede e la normalizzazione degli indicatori hanno rappresentato i principali elementi di sviluppo della impostazione metodologica.

Tali sviluppi ottemperano ai suggerimenti e alle prescrizioni espresse sul precedente Rapporto Ambientale e permettono di rafforzare la funzione della procedura di VAS nell'indirizzare gli esiti delle scelte e delle azioni di Piano nel senso di una maggiore sostenibilità della rete elettrica.

L'impostazione procedurale e metodologica della pianificazione integrata, incentrata sulla concertazione preventiva delle scelte localizzative risulta, senza dubbio, un fattore di sostenibilità importante, come dimostrano le analisi degli indicatori.

Da tali analisi emerge, infatti, che gli obiettivi di sostenibilità ambientale, sociale, economica e tecnica sono complessivamente perseguiti in misura soddisfacente dagli interventi che definiranno l'evoluzione della rete elettrica nei prossimi anni. La localizzazione di tali interventi, infatti, è influenzata in modo determinante dall'applicazione dei criteri ERPA (Esclusione, Repulsione, Problematicità, Attrazione), che si confermano come uno strumento importante ed efficace per una pianificazione sostenibile dello sviluppo della RTN.

La possibilità di valutare, attraverso comparazioni di indicatori omogenei, come il passaggio a livelli di sviluppo di maggiore dettaglio dell'intervento, permette un miglioramento delle prestazioni dell'intervento, in termini di sostenibilità, proprio grazie all'applicazione dei criteri ERPA e alle attività di concertazione svolte a livello locale.

Anche le attività intraprese al di fuori dell'ambito della pianificazione della rete elettrica da Terna, quali le collaborazioni con le associazioni ambientaliste e con il MATTM, descritte nel paragrafo 5.2, hanno riflessi importanti nel Piano di Sviluppo, soprattutto in termini di un'approfondita conoscenza dei territori più sensibili dal punto di vista ambientale e delle interazioni positive possibili tra questi e la rete elettrica nazionale.

L'importanza crescente che stanno assumendo gli interventi di razionalizzazione, sia come interventi a sé stanti, sia associati a interventi di sviluppo veri e propri, infine, è indicativa della progressiva integrazione dei fattori ambientali e territoriali all'interno del processo di pianificazione. In termini di valutazione degli effetti il Rapporto di questo anno presenta la valutazione delle aree restituite alla loro funzione originaria a seguito delle dismissioni.

Come esplicitato meglio nel capitolo 6, relativo al monitoraggio, data la cadenza annuale della pianificazione di Terna, la valutazione relativa al processo di pianificazione di un determinato anno deve contenere, al suo interno, anche elementi utili all'orientamento del processo per l'anno successivo. L'analisi delle informazioni esplicitate nel presente capitolo fornisce alcune indicazioni a questo proposito.

Occorre completare il processo di adozione e contestualizzazione dei criteri ERPA a livello regionale, curando la coerenza tra tali contestualizzazioni e i criteri definiti a livello nazionale. Tale processo prevede, ovviamente, non solo un impegno in tal senso da parte di Terna, ma anche da parte delle Regioni.

6 MONITORAGGIO

L'organizzazione di un sistema di monitoraggio con tempi, risorse e strumenti propri, autonomo rispetto al processo di pianificazione integrata e in grado di generare indicazioni che permettano l'eventuale ri-orientamento della pianificazione stessa, è resa particolarmente difficoltosa nel caso della pianificazione della RTN, principalmente da due ordini di motivi:

- la cadenza annuale del Piano di Sviluppo, che se da una parte garantisce la “dinamicità del piano stesso”, offrendo la possibilità di seguire ed intervenire tempestivamente a cambiamenti di scenario, d'altro canto richiede un significativo impegno da parte di tutti gli stakeholder del settore;
- lo sfasamento pluriennale tra le azioni definite dal Piano (le nuove esigenze) e la loro implementazione (realizzazione ed entrata in esercizio degli interventi rispondenti a tali esigenze).

Inoltre, occorre ricordare che, proprio in virtù della cadenza annuale del PdS, ogni anno il processo di pianificazione della RTN, nonché la sua progressiva attuazione (con specifico riferimento alla Sezione II del PdS), vengono sottoposti alla procedura di VAS che, di per sé, espleta proprio la funzione di monitorare la sostenibilità del Piano e della sua implementazione, fornendo indicazioni e prescrizioni per ri-orientare il processo di pianificazione nel senso di una sempre maggiore sostenibilità.

In considerazione di tali elementi oggettivi, il monitoraggio potrebbe essere strutturato in due parti: il monitoraggio del processo di pianificazione integrata e il monitoraggio dell'attuazione degli interventi.

6.1 Monitoraggio del processo di pianificazione integrata

Con il termine “processo di pianificazione integrata” si intendono i processi concertativi condivisi nell'ambito delle varie Regioni, attraverso i quali Terna cerca di contribuire all'integrazione concreta delle considerazioni ambientali, scaturite dal dialogo con il territorio, nel processo di pianificazione.

Il monitoraggio di tale processo, dunque, permette di analizzare l'effettiva incidenza dei processi concertativi sulle decisioni di pianificazione integrata e l'efficacia dei criteri e delle procedure utilizzati per il raggiungimento degli obiettivi in ambito sociale, ambientale e territoriale.

Come emerge anche dalla lettura del capitolo 4.2.2, il RA 2010 riporta l'andamento delle concertazioni e delle prestazioni degli interventi rispetto agli obiettivi di piano: si può dunque concludere che le grandezze oggetto del monitoraggio sono comprese all'interno del Rapporto Ambientale.

Annualmente, per ogni processo regionale vengono monitorati gli andamenti, i risultati raggiunti e le concertazioni avviate. Di ogni intervento considerato, inoltre, si effettua una verifica di congruenza tra la localizzazione del corridoio o fascia di fattibilità (a seconda del livello) e i criteri ambientali, sociali e territoriali utilizzati per generare tale soluzione localizzativa.

Questi stessi elementi vengono pertanto utilizzati con finalità diverse, e da diversi soggetti, a seconda che li si consideri elementi di valutazione o elementi di monitoraggio:

- come **valutazione**: individuano le prestazioni del Piano in termini di sostenibilità e definiscono pertanto un quadro utile alle autorità procedenti (MiSE) e competenti (MATTM e MiBAC) in merito all'approvazione del Piano e alla definizione dei rispettivi Pareri;
- come **monitoraggio**: forniscono al proponente (Terna) un quadro sintetico ed efficace dell'annualità precedente nel momento di avvio della pianificazione per l'anno successivo.

Risulterebbe pertanto ridondante la realizzazione di un sistema di monitoraggio indipendente, dotato di una propria tempistica e appositi report, per quanto attiene al processo di pianificazione.

Data questa doppia valenza, il paragrafo 5.8, oltre ad argomentare una valutazione complessiva sulla sostenibilità del Piano, propone anche alcuni elementi di orientamento per il Piano 2010, assolvendo dunque ad una delle principali funzioni del monitoraggio: quella di fornire indicazioni per il ri-orientamento del Piano a partire dall'analisi degli esiti del Piano precedente.

6.2 Monitoraggio dell'attuazione degli interventi

Un secondo importante aspetto del monitoraggio riguarda la verifica della congruenza tra le caratteristiche degli interventi definite in ambito di VAS a livello di corridoi e fasce di fattibilità, e la realizzazione vera e propria degli interventi stessi, in quanto eventuali scostamenti possono rappresentare utili indicazioni anche per il riorientamento del Piano. A tale proposito occorre richiamare l'attenzione sui diversi ambiti, oggetti e finalità delle due procedure di valutazione ambientale, la VAS dei piani e la VIA dei progetti, al fine di favorire il migliore coordinamento tra di esse, evitando il rischio di una sovrapposizione.

In tal senso, il monitoraggio dell'attuazione degli interventi pianificati potrebbe esplicitarsi, per ciò che attiene alla procedura di VAS, nella verifica della congruenza tra l'alternativa localizzativa concertata con il territorio (corridoio e/o fascia di fattibilità), l'esito della VIA e l'attuazione delle opere, per monitorare che il tracciato realizzato si sviluppi effettivamente nell'ambito e in coerenza con l'ipotesi localizzativa scaturita dal processo concertativo.

Diverse sono le finalità del monitoraggio in ambito di VIA, come peraltro esplicitato dalla formulazione attuale della Legge Quadro sull'Ambiente (D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.) che in particolare specifica (art 28, comma 1):

“Il provvedimento di valutazione dell'impatto ambientale contiene ogni opportuna indicazione per la progettazione e lo svolgimento delle attività di controllo e monitoraggio degli impatti. Il monitoraggio assicura, anche avvalendosi del sistema delle Agenzie ambientali, il controllo sugli impatti ambientali significativi sull'ambiente provocati dalle opere approvate, nonché la corrispondenza alle prescrizioni espresse sulla compatibilità ambientale dell'opera, anche, al fine di individuare tempestivamente gli impatti negativi imprevisti e di consentire all'autorità competente di essere in grado di adottare le opportune misure correttive”.

Come anticipato anche in sede di Rapporto Preliminare 2010, Terna ha partecipato attivamente al Gruppo di Lavoro che è stato istituito appositamente dalla Sottocommissione VAS della CT VIA, in sede di Tavolo Nazionale il 9 dicembre 2008, per definire un sistema di monitoraggio per gli interventi di sviluppo che concludono il percorso concertativo. Tale processo ha definito gli strumenti di monitoraggio e le modalità con cui i dati dovranno essere raccolti, indicando al contempo anche i soggetti incaricati.

In data 17 luglio 2009 Terna ha trasmesso alla Sottocommissione VAS (GdL 5-Monitoraggio) la definizione delle modalità da adottare per il monitoraggio VAS del Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale tenendo conto, per quanto possibile, dei contributi forniti nell'ambito del medesimo GdL.

Ai sensi della vigente normativa (DLgs. 4/08, Art. 18), infatti, il proponente del Piano o Programma sottoposto alla procedura di VAS, individua le responsabilità e la sussistenza delle risorse necessarie per la realizzazione e la gestione del monitoraggio.

Al fine di evitare duplicazioni con il monitoraggio dei progetti previsto in ambito VIA, il monitoraggio VAS del PdS, ovvero il monitoraggio degli impatti significativi sull'ambiente eventualmente derivanti dall'attuazione del Piano approvato, si articolerà in tre momenti:

- ex ante: a seguito della concertazione delle fasce di fattibilità del tracciato e prima dell'attivazione del processo autorizzativo; indicatori calcolati sulle fasce di fattibilità del tracciato (consiste nel monitoraggio effettuato attraverso la VAS annuale del Piano);
- in itinere: a seguito dell'autorizzazione; indicatori calcolati sul tracciato autorizzato; (può comprendere anche la verifica della coerenza del tracciato autorizzato con le fasce di fattibilità individuate in ambito VAS);
- ex post: a seguito della realizzazione dell'opera; al fine di curare la sinergia e la continuità fra le procedure di VAS e di VIA, possono essere utilizzati i dati raccolti sulle singole opere nell'ambito del monitoraggio VIA dei progetti, per aggregarli a livello nazionale e redigere il rapporto di monitoraggio in ambito VAS del Piano.

Con riferimento agli indicatori riportati nella tabelle seguenti, si specifica quanto segue:

- trattandosi di monitoraggio dell'attuazione del Piano di Sviluppo (PdS), gli indicatori vanno riferiti (calcolati) agli interventi di sviluppo pianificati (elettrodotti pianificati, stazioni elettriche pianificate). Il riferimento alla rete esistente può eventualmente essere fatto, limitandolo all'area di studio del singolo intervento di sviluppo;
- trattandosi del monitoraggio di un Piano Nazionale si ritiene metodologicamente necessario individuare indicatori che siano popolabili a livello nazionale, come peraltro già evidenziato da ISPRA nella riunione del 2 aprile u.s. e riportato nel relativo verbale: "Il rappresentante dell'ISPRA evidenzia come gli indicatori di monitoraggio del Piano vadano individuati con Terna e poi, soprattutto, vadano popolati: a tale proposito, rappresenta i consistenti problemi di non omogeneità sul territorio nazionale. Inoltre specifica che, trattandosi del monitoraggio di un Piano nazionale, gli indicatori devono essere necessariamente di rango nazionale, per cui le informazioni dovranno coprire l'intero territorio nazionale";
- si è fatto riferimento agli indicatori VAS, di cui al Rapporto Ambientale 2009, individuando fra questi quelli idonei per il monitoraggio, in quanto utilizzabili a tutti i livelli (ex ante, in itinere, ex post), al fine di dare continuità e, quindi, rendere confrontabili i risultati dei diversi livelli del monitoraggio; ciò consente, inoltre, di valorizzare il lavoro svolto negli anni precedenti di concerto con il Tavolo VAS Nazionale e la Sottocommissione VAS;
- per l'area di intervento, relativamente alla quale calcolare gli indicatori, si considera: la fascia di fattibilità del tracciato (fase attuativa della VAS) 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 per il livello ex post; per quanto concerne le stazioni elettriche si considera: il sito, così come condiviso nella fase attuativa della VAS, per il livello ex ante, l'area di stazione per il livello in itinere e per il livello ex post;
- si ritiene metodologicamente più utile indicare per ciascun indicatore le relative "leggi/piani/fonte dati", piuttosto che elencarle in maniera indistinta e cumulata per tutti gli indicatori.

Tabella 6-1 - Monitoraggio per gli elettrodotti

Ex-ante	In itinere	Ex-post	Descrizione indicatore
Tec_07: Non-linearità	Tec_07: Non-linearità	Tec_07: Non-linearità	L'indicatore si calcola sul tracciato autorizzato, con l'ausilio di software GIS, come numero di angoli descritti dall'asse, ovvero come numero di deviazioni presenti sul tracciato meno due, che sono i due punti estremi dell'asse
Tec_08: Interferenze con infrastrutture	Tec_08: Interferenze con infrastrutture	Tec_08: Interferenze con infrastrutture	Somma pesata del numero di volte che il tracciato del nuovo elettrodotto si troverà ad attraversare altre infrastrutture
Eco_01: Riduzione delle perdite di rete	Eco_01: Riduzione delle perdite di rete	Eco_01: Riduzione delle perdite di rete	Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio in merito alla riduzione delle perdite di rete ottenibile grazie all'intervento. A livello di Pianificazione, vengono calcolate su un solo scenario mantenendo inalterate le condizioni elettriche al contorno
Soc_02: Pressione relativa dell'intervento	Soc_02: Pressione relativa dell'intervento	Soc_02: Pressione relativa dell'intervento	Stima della densità dell'esistente rete interoperabile (RTN e distribuzione AT) presente nei Comuni in cui ricade il tracciato autorizzato.
Amb_01: Aree di valore culturale e paesaggistico	Amb_01: Aree di valore culturale e paesaggistico	Amb_01: Aree di valore culturale e paesaggistico	Misura la frazione dell'area di intervento ¹² occupata da aree di valore culturale e paesaggistico
Amb_06: Aree con buona capacità di mascheramento	Amb_06: Aree con buona capacità di mascheramento	Amb_06: 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.
Amb_07: Aree con buone capacità di assorbimento visivo	Amb_07: Aree con buone capacità di assorbimento visivo	Amb_07: 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
Amb_08: Visibilità dell'intervento	Amb_08: Visibilità dell'intervento	Amb_08: Visibilità dell'intervento	Misura la frazione dell'area di intervento (%) in cui la visibilità del tracciato dai centri abitati è minima
Amb_09: Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Amb_09: Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Amb_09: Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Indice della presenza di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale all'interno dell'area di intervento
Amb_10_R: Aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Amb_10_R: Aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Amb_10_R: Aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Indice della presenza di aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale all'interno dell'area di intervento
Amb_11: Lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Amb_11: Lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Amb_11: Lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Stima la lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale
Amb_12_R: Lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Amb_12_R: Lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Amb_12_R: Lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Stima la lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale
Amb_13: Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati	Amb_13: Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati	Amb_13: Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree vegetate (potenzialmente soggette a taglio periodico lungo le campate o a sradicamento in corrispondenza dei sostegni)
Amb_14: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	Amb_14: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	Amb_14: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree a rischio idrogeologico

¹² *area di intervento

FASE EX ANTE: si considera la fascia di fattibilità di tracciato così come condivisa a seguito della concertazione condotta per la fase attuativa della VAS.

FASE IN ITINERE E EX POST: si considera il tracciato autorizzato/realizzato con la propria fascia di asservimento per gli elettrodotti, l'area della stazione per le stazioni

Ex-ante	In itinere	Ex-post	Descrizione indicatore
Ter_01: Lunghezza dell'intervento	Ter_01: Lunghezza dell'intervento	Ter_01: Lunghezza dell'intervento	Stima della lunghezza (km) dell'intervento
Ter_02: Impatto territoriale della razionalizzazione	Ter_02: Impatto territoriale della razionalizzazione	Ter_02: Impatto territoriale della razionalizzazione	Bilancio chilometrico, nell'ambito di un intervento di razionalizzazione, tra le linee aeree che verranno costruite e quelle che verranno demolite
Ter_03: Aree preferenziali	Ter_03: Aree preferenziali	Ter_03: Aree preferenziali	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree preferenziali
Ter_04: Aree agricole di pregio	Ter_04: Aree agricole di pregio	Ter_04: Aree agricole di pregio	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree agricole di pregio (DOC-DOCG-IGP)
Ter_05: Vincoli da pianificazione comunale	Ter_05: Vincoli da pianificazione comunale	Ter_05: Vincoli da pianificazione comunale	Misura la frazione dell'area di intervento sottoposta a vincolo da PRG
Ter_06: Lunghezza minima di tracciato interno ad aree vincolate da pianificazione comunale	Ter_06: Lunghezza minima di tracciato interno ad aree vincolate da pianificazione comunale	Ter_06: Lunghezza minima di tracciato interno ad aree vincolate da pianificazione comunale	Calcola la minima lunghezza di attraversamento di aree vincolate dai PRG comunali

Tabella 6-2 - Monitoraggio per le stazioni

Ex-ante	In itinere	Ex-post	Descrizione indicatore
Tec_03_ST: Aree a pericolosità idrogeologica	Tec_03_ST: Aree a pericolosità idrogeologica	Tec_03_ST: Aree a pericolosità idrogeologica	Misura la presenza di aree a pericolosità idrogeologica nell'area di intervento*
Soc_02_ST: Distanza minima dai centri abitati	Soc_02_ST: Distanza minima dai centri abitati	Soc_02_ST: Distanza minima dai centri abitati	Stima della distanza minima dell'area di intervento dai centri abitati.
Amb_01_ST: Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Amb_01_ST: Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Amb_01_ST: Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale	Indice della presenza di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale all'interno dell'area di intervento
Amb_01_ST_R: Aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Amb_01_ST_R: Aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Amb_01_ST_R: Aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale	Indice della presenza di aree di pregio per la biodiversità di ordine regionale all'interno dell'area di intervento
Amb_02_ST: Aree con buona capacità di mascheramento	Amb_02_ST: Aree con buona capacità di mascheramento	Amb_02_ST: 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 della nuova stazione elettrica
Amb_03_ST: Visibilità dell'intervento	Amb_03_ST: Visibilità dell'intervento	Amb_03_ST: Visibilità dell'intervento	L'indicatore misura la frazione dell'area di intervento in cui la visibilità dei sostegni risulta minima dai centri abitati
Amb_04_ST: Aree sottoposte a tutela paesaggistica di ordine nazionale	Amb_04_ST: Aree sottoposte a tutela paesaggistica di ordine nazionale	Amb_04_ST: Aree sottoposte a tutela paesaggistica di ordine nazionale	Indice della presenza di aree sottoposte a tutela paesaggistica di ordine nazionale all'interno dell'area di intervento
Amb_04_ST_R: Aree sottoposte a tutela paesaggistica di ordine regionale	Amb_04_ST_R: Aree sottoposte a tutela paesaggistica di ordine regionale	Amb_04_ST_R: Aree sottoposte a tutela paesaggistica di ordine regionale	Indice della presenza di aree sottoposte a tutela paesaggistica di ordine regionale all'interno dell'area di intervento
Ter_01_ST: Lunghezza dei raccordi	Ter_01_ST: Lunghezza dei raccordi	Ter_01_ST: Lunghezza dei raccordi	Stima della lunghezza totale dei raccordi delle linee esistenti alla nuova stazione elettrica
Ter_02_ST: Impatto territoriale dei raccordi	Ter_02_ST: Impatto territoriale dei raccordi	Ter_02_ST: Impatto territoriale dei raccordi	Somma delle lunghezze dei raccordi, pesata per tensione
Ter_03_ST: Aree preferenziali	Ter_03_ST: Aree preferenziali	Ter_03_ST: Aree preferenziali	Misura la presenza di aree di attrazione nell'area di intervento
Ter_04_ST: Distanza minima da infrastrutture viarie	Ter_04_ST: Distanza minima da infrastrutture viarie	Ter_04_ST: Distanza minima da infrastrutture viarie	Stima della lunghezza (km) della distanza minima di infrastrutture viarie di ordine statale e provinciale dall'area di intervento

Ex-ante	In itinere	Ex-post	Descrizione indicatore
Ter_05_ST: Aree agricole di pregio	Ter_05_ST: Aree agricole di pregio	Ter_05_ST: Aree agricole di pregio	Misura la presenza di aree agricole di pregio nell'area di intervento
Ter_06_ST: Vincoli da pianificazione comunale	Ter_06_ST: Vincoli da pianificazione comunale	Ter_06_ST: Vincoli da pianificazione comunale	Misura la presenza di aree vincolate dal PRG nell'area di intervento

6.3 Individuazione responsabilità e sussistenza risorse

In merito a quanto indicato all'art. 18, c. 2 del D.Lgs. 4/08, così come riportato nella Dichiarazione di Sintesi correlata alla VAS del Piano di Sviluppo 2009 della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), con particolare riferimento all'individuazione, da parte del proponente, "*delle responsabilità e della sussistenza delle risorse necessarie*" per la realizzazione e gestione del monitoraggio del Piano, si comunica quanto segue:

- Terna ha avviato una verifica con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), volta a definire i costi necessari per effettuare il monitoraggio dell'attuazione del Piano;
- con riferimento alla metodologia sopra illustrata per tale monitoraggio (cfr. § 6.2), si precisa che: per i livelli ex ante e in itinere le relative attività di monitoraggio saranno in carico a Terna, per il livello ex post è in atto un confronto con ISPRA, ai fini della contrattualizzazione delle relative attività con conseguente precisazione di tempi e costi.

7 STUDIO PER LA VALUTAZIONE DI INCIDENZA

In questo capitolo vengono analizzate e valutate le potenziali incidenze che il Piano di Sviluppo (PdS) può avere sulla integrità della Rete Natura 2000 in Italia. Ci si riferisce all'attuazione degli interventi di sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) che compongono il PdS 2010 ed ai potenziali effetti che tale Piano, nel suo complesso, può esercitare 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.

7.1 Criteri adottati

Per i piani assoggettati alla procedura di VAS, come è il caso del Piano di Sviluppo, la Valutazione di Incidenza (VIncA) viene ricompresa nella VAS (Direttiva 2001/42/CE; DPR 120/2003; DLgs 152/2006 e s.m.i). La VIncA è uno strumento valutativo che ha come obiettivo la conservazione delle risorse tutelate dai Siti della Rete Natura 2000: habitat e specie di interesse comunitario, ma con un'ampia scala di applicazione: è la stessa direttiva "Habitat" (92/43/CEE) a stabilire che la VIncA debba essere fatta sia al livello della pianificazione (piano/programma), che a livello della progettazione (progetto/intervento).

Nell'ambito del tavolo VAS nazionale è stato attivato un Gruppo di Lavoro specifico (GdL 3) sul rapporto VAS-VIA e VAS-VIncA, al fine di definire il ruolo della VIncA applicata al Piano di Sviluppo, articolandola in funzione del livello di dettaglio.

Particolare accento è stato posto sull'approccio da utilizzare per una valutazione di incidenza a scala vasta (macroalternative-corridoi). L'approccio utilizzato nella valutazione al PdS 2009, infatti, di fatto applicava anche a livello complessivo di piano un approccio "bottom up", valutando in maniera aggregata le singole previsioni relative a macroalternative, corridoi o fasce.

Il contributo di Terna ai lavori del GdL 3, trasmesso in data 10/7/2009, ha integrato la proposta della Regione Marche precisando e definendo il ruolo della VINC A ai diversi livelli di analisi e viene descritto nei paragrafi che seguono.

7.1.1 VIncA a livello di piano nazionale: macroalternative/corridoi (Livello A)

La VIncA a livello di piano nazionale è contestuale al processo di VAS e ne costituisce parte integrante. La VIncA del PdS 2009 risulta essere costituita dal resoconto delle interazioni tra ciascuna delle previsioni che hanno subito variazioni nel livello di avanzamento 2008 e i siti della Rete Natura 2000. Tale modalità di analisi rischia di far perdere di vista l'approccio di rete invece tipico del sistema Natura 2000, soprattutto a livello nazionale. Occorre pertanto individuare un approccio metodologico che consenta di valutare le previsioni nel loro complesso, in relazione a sistemi territoriali univocamente riconoscibili a macroscale.

L'approccio suggerito individua due steps:

- 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 deve effettuare una prima analisi degli elementi ecologici caratterizzanti, indipendentemente dalla tipologia e dalla potenziale localizzazione delle previsioni del PdS. Tale analisi dovrebbe permettere 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 macroambito di riferimento si ritiene opportuno che vengano utilizzate le regioni biogeografiche (Figura 7-1) individuate dalla stessa Commissione Europea¹³.

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



Figura 7-1 - Regioni biogeografiche italiane

Presenza di macrostrutture ecologiche, quali rotte migratorie, già proposto da Terna che si adatta alla perfezione alla tipologia di analisi in esame; tale dato purtroppo non è ad oggi disponibile in maniera georiferita per il territorio nazionale. A tale proposito, con riferimento a quanto specificato nella Dichiarazione di Sintesi correlata alla VAS del Piano di Sviluppo 2009 della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), in merito all'individuazione delle rotte migratorie dell'avifauna, "subordinata alla fruibilità di tali strati informativi in ambiente GIS ed alla fornitura dei medesimi a Terna da parte delle Amministrazioni competenti", si comunica che Terna ha avviato al riguardo una verifica con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). Da tale verifica è emersa la necessità di un'elaborazione a cura di ISPRA dei dati in suo possesso, al fine di giungere a predisporre dati georiferiti utilizzabili sulle principali rotte migratorie in Italia.

Analisi della localizzazione delle tipologie dei Siti Natura 2000 (sensu "Manuale di gestione Siti Natura 2000"), già prevista da Terna come indicatore. Si propone che venga aggiunta 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.

¹³ http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/sites_hab/biogeog_regions/index_en.htm

Idoneità ambientale, che rappresenta lo strumento proposto per una lettura ad ampia scala delle potenzialità faunistiche del territorio. Come specie di riferimento si suggerisce di utilizzare specie ad ampio home range e con attinenza alla regione biogeografica (ad es. aquila per la regione biogeografica alpina). Per le tipologie ambientali la base cartografica utilizzabile è la Corine Land Cover. Per la metodologia da adottarsi esiste un'ampia bibliografia cui fare riferimento¹⁴. Ovviamente le griglie di riferimento dovranno essere sufficientemente grandi da adeguarsi all'area di studio. A questo proposito si citano, a titolo esemplificativo, la Rete Ecologica Nazionale dei vertebrati (REN) (Boitani et al., 2002)¹⁵ e il progetto nazionale di Carta della Natura¹⁶.

Una volta individuati gli elementi caratterizzanti il macroambito, sarà possibile valutare le previsioni (macroalternative o corridoi), considerando l'insieme di tutte le previsioni interne al macroambito e le possibili interferenze con la connettività tra i vari siti presenti. Una Valutazione di Incidenza alla scala proposta non ha lo scopo di "escludere" le previsioni, ma di individuare eventuali possibili criticità che potranno essere evitate nelle fasi successive di dettaglio.

7.1.2 VlnCA a livello di singole previsioni: fasce di fattibilità (Livello B)

Nello sviluppo della fascia di fattibilità ottimale gli elementi territoriali a disposizione sono sufficienti per contestualizzare le valutazioni.

7.1.3 VlnCA a livello di progetto: tracciato (Livello C)

Nella fase progettuale, di competenza della procedura di VIA, in cui si definisce il tracciato progettuale, si valuta 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.

La seguente tabella di indicatori per livello di analisi riepiloga quanto sopra detto, riconducendo le quattro colonne (macroalternativa, corridoio, fascia fattibilità, tracciato) a tre momenti valutativi distinti e associabili, rispettivamente, i primi due alla VAS e il terzo alla VIA.

¹⁴ Si citano a titolo esemplificativo:

- a) Piazzini A., Cozzolino G., 2004. "Identificazione e valutazione delle connessioni ecologiche", *Valutazione Ambientale*, gennaio-giugno 2004, 5: 10-15
- b) Seaman D.E., Powell R.A. 1996. An evaluation of the accuracy of Kernel Density estimators for home range analysis. *Ecology*, 77(7): 2075-2085.
- c) Cascone C., Tagliaferri R., Staiano A., Ciaramella A., Latini R., Cepollaro A. -Reti Neurali Artificiali e Modelli di Idoneità Ambientale: applicazioni per il Cervo (*Cervus elaphus*) nel Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise

¹⁵ Boitani L., Corsi F., Falcucci A., Maiorano L., Marzetti I., Masi M., Montemaggiore A., Ottaviani D., Reggiani G., Rondinini C. 2002. Rete Ecologica Nazionale. Un approccio alla conservazione dei vertebrati italiani. *Univ. Di Roma La Sapienza*, Dip. Biol. Animale e dell' Uomo, Min. dell' Ambiente, Dir. per la Conservazione della Natura, Ist. di Ecologia Applicata. <http://www.gisbau.uniroma1.it/ren.php>

¹⁶ APAT, 2004b. Carta della Natura alla scala 1:50.000. Metodologia di realizzazione. APAT- Manuali e Linee Guida n.30/2004; ISPRA, 2009. Il progetto Carta della Natura alla scala 1:50.000. Linee guida per la cartografia e la valutazione degli habitat alla scala 1:50.000. ISPRA- Manuali e Linee Guida n.48/2009

Tabella 7-1 Indicatori per la VINCA proposti dal gruppo di lavoro 3 del Tavolo VAS nazionale

Livello	A	B	C
Indicatori	Macroalternativa/ corridoio (VAS strateg. e strutt.)	Fascia di Fattibilità (VAS attuativa)	Tracciato (VIA)
localizzazione, numero e superficie dei siti della rete Natura 2000 presenti nell'area di studio ¹⁷ ;			
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			
potenziali interferenze determinate dagli interventi di progetto			
misure di mitigazione e/o compensazione previste			

7.2 Aggiornamento normativo

Ad integrazione della normativa già descritta nel documento sulla Valutazione di Incidenza del Rapporto Ambientale 2009, è opportuno di seguito illustrare le novità normative a livello nazionale e regionale.

7.2.1 Aggiornamento normativo sulla legislazione statale

A livello nazionale le principali normative sono le seguenti:

Il Decreto Ministeriale del 17/07/2009 "Individuazione delle informazioni territoriali e modalità per la raccolta, lo scambio e l'utilizzazione dei dati necessari alla predisposizione dei rapporti conoscitivi sullo stato di

¹⁷ Nel caso del livello A, l'area di studio è rappresentata dall'area biogeografia; nel livello B, l'area di studio è quella che riguarda la fascia di fattibilità; nel livello C l'area di studio è quella che riguarda il tracciato progettuale.

attuazione degli obblighi comunitari e nazionali in materia di acque” che prevede che “Le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano trasmettano, entro il 30 novembre 2009, le informazioni necessarie per l’aggiornamento del Registro nazionale delle Aree Protette, distinte per ciascuna parte del territorio regionale ricadente in ogni distretto idrografico di appartenenza” Inoltre il decreto stabilisce che per tutte le ZPS, le regioni e le province autonome, con l’atto di cui all’art. 3 comma 1 del presente decreto, provvedono a porre l’obbligo di messa in sicurezza, rispetto al rischio di elettrocuzione e impatto degli uccelli, di elettrodotti e linee aeree ad alta e media tensione di nuova realizzazione o in manutenzione straordinaria o in ristrutturazione.

Decreto Ministeriale del 19/06/2009 che abroga il decreto 5 luglio 2007 presenta il nuovo elenco delle Zone di protezione speciale (ZPS) classificate ai sensi della direttiva 79/409/CEE.

Il Decreto Ministeriale del 30/03/2009 che riporta l’elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria suddivisi nelle regioni biogeografiche.

Il Decreto Ministeriale del 22/01/2009 che modifica del decreto 17 ottobre 2007, concernente i criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS) ed, infine,

Il Decreto Presidente Repubblica n° 140 del 03/08/2009 “Regolamento recante riorganizzazione del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare” che affida alla Direzione generale per la protezione della natura e del mare del MATTM le iniziative volte a garantire la conservazione e la corretta gestione della Rete Natura 2000.

7.2.2 Aggiornamento normativo regionale

Di seguito sono illustrate le novità normative a livello delle Regioni interessate dagli interventi considerati ai fini della presente “Valutazione della potenziale incidenza sulla Rete Natura 2000”.

Regione Lombardia

La Delibera di Giunta Regionale n° 8/9275 del 08/04/2009 riguardante le determinazioni relative alle misure di conservazione per la tutela delle ZPS lombarde in attuazione della Direttiva 92/43/CEE e del d.P.R. 357/97 ed ai sensi degli articoli 3, 4, 5, 6 del d.m. 17 ottobre 2007, n. 184 - Modificazioni alla d.g.r. n. 7884/2008 impone la messa in sicurezza, rispetto al rischio di elettrocuzione e impatto degli uccelli, di elettrodotti e linee aeree ad alta e media tensione di nuova realizzazione o in manutenzione straordinaria o in ristrutturazione.

Inoltre con Delibera di Giunta Regionale n° 8/9275 del 08/04/2009 la regione Lombardia ha assunto determinazioni relative alle misure di conservazione per la tutela delle ZPS lombarde in attuazione della Direttiva 92/43/CEE e del d.P.R. 357/97 ed ai sensi degli articoli 3, 4, 5, 6 del d.m. 17 ottobre 2007, n. 184 - Modificazioni alla d.g.r. n. 7884/2008, nella sostanza modificando o abrogando alcuni divieti ambienti applicabili su ZPS appartenenti agli ambiti “aperti alpini”, “ambienti forestali alpini”, “ambienti fluviali” e “risaie”.

Regione Abruzzo

Analogamente, la Regione Abruzzo con Delibera di Giunta Regionale n° 226 del 23/02/2009 ha recepito il D.M. n. 184/07 «Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e a Zone di Protezione Speciale (ZPS)», misure di conservazione gestione ZPS, ai sensi Dirett. 79/409/CEE, 92/43/CEE, D.P.R. 357/97 e ss.mm. e D.M. del 17 ottobre 2007 definendo misure di conservazione valide per tutte le ZPS.

In particolare, nelle aree comprese all’interno di tutte le ZPS è vietata la realizzazione di nuovi elettrodotti e linee elettriche aeree di alta e media tensione e la manutenzione straordinaria o la ristrutturazione di quelle

esistenti, specialmente nelle vicinanze di pareti rocciose, dove sono presenti siti di nidificazione di rapaci ed altre specie sensibili, nonché nei siti di passaggio dei migratori, qualora non si prevedano le opere di prevenzione del rischio di elettrocuzione e impatto degli uccelli mediante le modalità tecniche e gli accorgimenti più idonei individuati dall'Ente.

Regione Campania

La Regione Campania con Delibera della Giunta Regionale n° 1516 del 02/10/2009, ha approvato il Regolamento "Disposizioni in materia di procedimento di valutazione di incidenza" che disciplina il procedimento di valutazione d'incidenza in coerenza con quanto previsto all'articolo 5 del decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, ricadenti nel territorio della regione Campania ed elencati nell'allegato al regolamento.

Regione Molise

Analogamente, con Delibera della Giunta Regionale n° 486 del 11/05/2009, la Regione Molise ha definito le direttive in materia di Valutazione d'Incidenza per piani programmi e interventi che possono interferire con le componenti biotiche ed abiotiche dei Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e delle Zone di Protezione Speciale (ZPS) individuate nella Regione Molise, in attuazione del D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357, così come modificato con il D.P.R. del 12 marzo 2003, n. 120.

Regione Calabria

Con il Delibera di Giunta Regionale n° 153 del 31/03/2009 la Regione Calabria ha adottato il D.G.R. 535 del 4/8/2008 che odifica regolamento regionale delle procedure di Valutazione di Impatto ambientale, di Valutazione Ambientale Strategica e il rilascio delle Autorizzazioni Integrate Ambientali. Il Regolamento Regionale n° 5 del 14/05/2009, modirica pertanto il Regolamento regionale del 4 agosto 2008, n. 3. («Regolamento regionale delle procedure di valutazione di impatto ambientale, di valutazione ambientale strategica e delle procedure di rilascio delle Autorizzazioni Integrate Ambientali»).

Regione Abruzzo

Con Delibera di Giunta Regionale n° 451 del 24/08/2009 la Regione Abruzzo ha recepito quanto previsto dal Decreto del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 184 del 17 ottobre 2007 "Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone speciali di conservazione (ZSC) e a Zone di protezione speciale (ZPS).

Per tutte le ZPS, fatte salve eventuali e più restrittive disposizioni previste nei piani dei parchi o dai loro regolamenti è obbligatoria la messa in sicurezza, rispetto al rischio di elettrocuzione e impatto degli uccelli, di elettrodotti e linee aeree ad alta e media tensione di nuova realizzazione o in manutenzione straordinaria o in ristrutturazione.

Regione Veneto

Con la Delibera di Giunta Regionale n° 791 del 31/03/2009 la Regione Veneto ha adeguato le procedure di Valutazione Ambientale Strategica a seguito della modifica alla Parte Seconda del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, cd. "Codice Ambiente", apportata dal D.Lgs. 16 gennaio 2008, n. 4. Indicazioni metodologiche e procedurali.

Regione Umbria

La Regione Umbria con DGR n. 1274/2008 relativa alle linee guida regionali per la valutazione di incidenza di piani e progetti ha integrato e modificato le disposizioni vigenti in particolare la DGR 29 settembre 2008, n. 1274.

7.3 Aggiornamento metodologico

Per i piani assoggettati alla procedura di VAS, come nel caso del Piano di Sviluppo, 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 Rapporto 2008). Il Rapporto Ambientale 2009 ha integrato il precedente, approfondendo lo studio per la Valutazione di Incidenza del Piano secondo le prescrizioni ricevute, in particolare articolando progressivi livelli di approfondimento in funzione del progressivo stato di avanzamento degli interventi.

Il RA 2010, coerentemente con gli esiti dei lavori del citato Gdl 3, estende la valutazione alla sezione 1 del Piano di Sviluppo (nuovi interventi) e più in generale agli interventi ancora in fase strategica, iniziando a porre le basi per una valutazione di incidenza alla scala vasta per la valutazione delle macroalternative ad una scala di pertinenza.

La prima fase consiste nella caratterizzazione dei macroambiti di riferimento sulla base dei dati a disposizione. Di difficile reperimento, almeno al momento della redazione del presente documento, sono i dati georiferibili che caratterizzino le principali rotte di migrazione dell'avifauna sul territorio nazionale.

Con riferimento a quanto specificato nella Dichiarazione di Sintesi correlata alla VAS del Piano di Sviluppo 2009 della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), in merito appunto all'individuazione delle rotte migratorie dell'avifauna, "subordinata alla fruibilità di tali strati informativi in ambiente GIS ed alla fornitura dei medesimi a Terna da parte delle Amministrazioni competenti", si comunica che Terna ha avviato al riguardo una verifica con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). Da tale verifica è emersa la necessità di un'elaborazione a cura di ISPRA dei dati in suo possesso, al fine di giungere a predisporre dati georiferiti utilizzabili sulle principali rotte migratorie in Italia.

Al momento è stato possibile iniziare una valutazione dei macroambiti biogeografici sulla base delle specie di importanza comunitaria, cercando di dare una prima valutazione sulla base delle specie che, grazie alla loro distribuzione, possono caratterizzare l'ambito e quindi connotarne la sensibilità in funzione della valutazione dei possibili impatti (Tab. 7.3). Dal rapporto ambientale del Piano di Sviluppo 2011 si cercherà di affinare la distribuzione di queste specie con gli areali di distribuzione dei vertebrati della Rete Ecologica Nazionale (Boitani, 2002), applicando al contempo la specifica idoneità ambientale a determinati tipi di habitat o landcover e potendo così dare maggiori informazioni sui potenziali impatti delle macroalternative 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".

Nei paragrafi che seguono 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 macroalternative sul territorio nazionale e all'interno delle regioni biogeografiche.

In generale, comunque, va ricordato che la superficie effettivamente interessata dalla realizzazione di elettrodotti aerei è molto minore rispetto alle aree di intervento considerate. Le fasce di rispetto degli elettrodotti, una volta realizzati, hanno un'ampiezza variabile, in funzione della tensione, dai 40 ai 100 metri e la fascia di asservimento è larga al massimo 30-50 m, anch'essa in funzione della tensione; i sostegni occupano superfici che per linee elettriche a 380 kV, le più grandi, arrivano mediamente a 150 m² in fase di esercizio e a 250 m² in fase di cantiere; l'occupazione di tali superfici, inoltre, non è continua, ma puntuale e limitata ai soli punti di appoggio di ogni singolo sostegno; i cantieri sono strettamente limitati alle aree limitrofe ai sostegni (non sono previste, infatti, lavorazioni importanti per sbancamenti, modellamenti di

terreno, movimenti terra o altre attività, tali da prevedere grandi aree di cantiere); i sostegni sono localizzati sul territorio in modo da limitare al massimo l'apertura di nuove strade e piste di accesso e sono distanti gli uni dagli altri tra i 200 metri e i 500 metri.

Nonostante i criteri localizzativi perseguiti da Terna in fase di concertazione preventiva, è possibile che si verifichino 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.

Qualora le misure di mitigazione non siano 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.

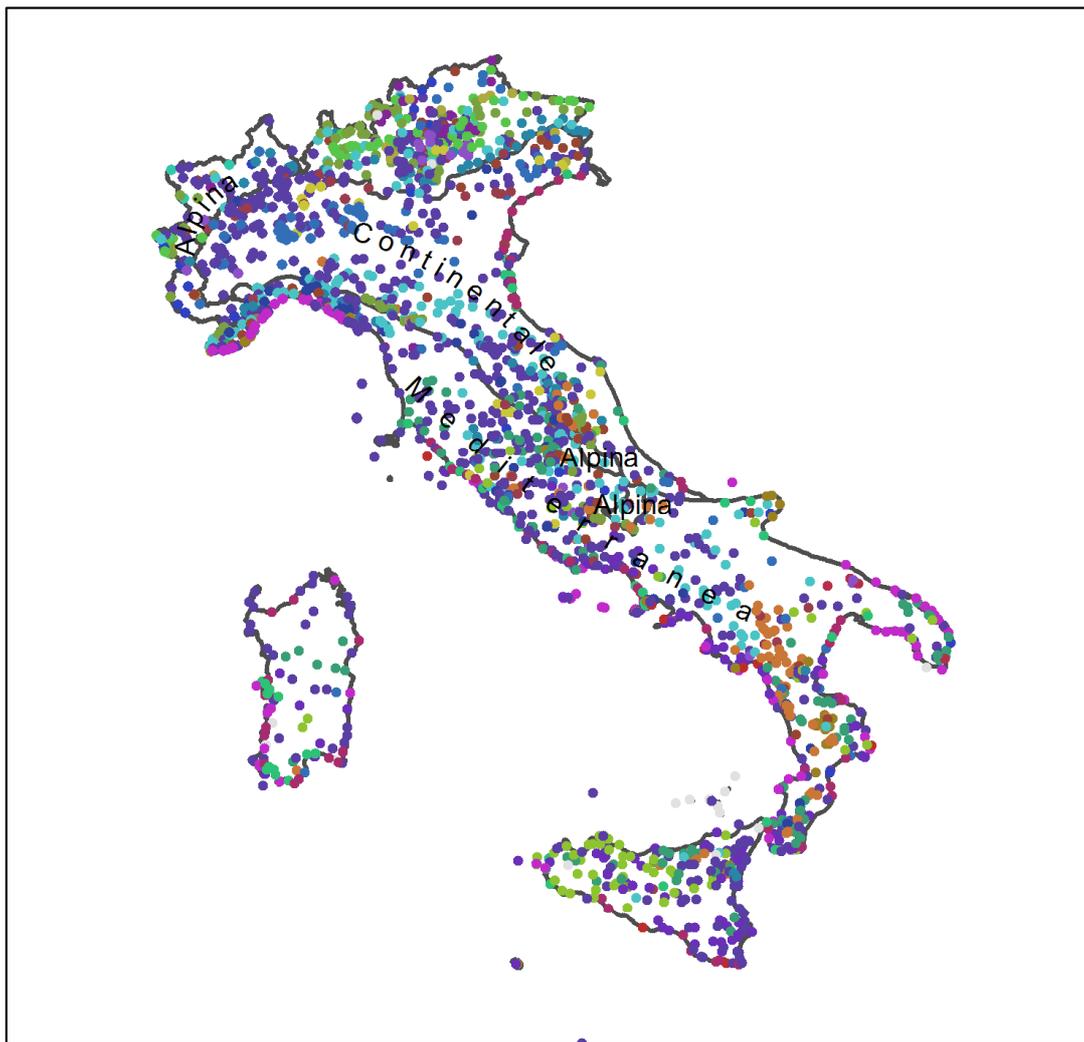
A titolo esemplificativo e non esaustivo, vengono di seguito indicate alcune tipologie di misure di compensazione ambientale identificabili in fase progettuale (in proposito si veda anche il capitolo 2.3.6):

- 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 su ambiti particolarmente vulnerabili e sensibili.

7.4 Caratterizzazione dei macroambiti e valutazione delle macroalternative a livello strategico

7.4.1 Il territorio

Nel manuale per la gestione dei siti Natura 2000 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 presenti sul territorio nazionale.



Legenda

Distribuzione Tipologie Siti Natura 2000

Codice, CODTIP, Tipologia

- | | | |
|--|--|--|
| ● 0, na, non assegnato | ● 7, MM, Macchia mediterranea | ● 17, PP, Praterie di Posidonia |
| ● 1, VFA, Vegetazione forestale alpina | ● 8, PMO, Pinete mediterranee e oromediterranee | ● 18, AR, Vegetazione forestale alpina |
| ● 2, FX, Faggeti con Abies, Taxus ed Ilex | ● 9, VAI, Vegetazione arborea igrofila | ● 19, GC, Grotte continentali |
| ● 3, FBM, Faggeti e boschi misti mesofili | ● 10, VAA, Vegetazione erbacea ed arbustiva alpina | ● 20, SP, Sorgenti pietrificanti |
| ● 4, C, Macchia mediterranea | ● 11, PM, Praterie montane | ● 21, GH, Ghiacciai |
| ● 5, QM, Querceti mesofili | ● 12, PC, Praterie collinari | ● 22, T, Torbiere |
| ● 6, QMD, Querceti a Quercus trojana e Q. macrolepis | ● 13, PT, Praterie terofitiche | ● 23, PCL, Paludi calcaree |
| ● 6, QMD, Querceti mediterranei | ● 14, CB, Siti eterogenei | ● 24, L, Laghi |
| | ● 15, DC, Dune consolidate | ● 25, SE, Siti eterogenei |
| | ● 16, CA, Laghi | ▭ Limiti regioni biogeografiche |

Figura 7-2 - Distribuzione territoriale tipologie siti Natura 2000 nei macroambienti biogeografici

Mediante analisi statistica multivariata si sono classificati i siti sulla base dei tipi di habitat presenti, efficace per la gran parte dei siti, nonostante non tenga conto della presenza di specie animali e vegetali. Per alcuni siti presi in esame non è stato possibile individuare una tipologia di riferimento e costituiscono “gruppo dei siti eterogenei”. La classificazione effettuata sulla matrice siti/habitat ha individuato, oltre al suddetto gruppo, altri 24 gruppi di siti, corrispondenti a tipologie per le quali sono state individuate 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.

Sulla base del manuale di gestione e delle banche dati Natura 2000 ogni macroambito biogeografico (Alpino, Continentale e Mediterraneo) è stato caratterizzato rilevando il numero di siti presenti per tipologia. Il risultato viene riportato in tabella 7-2.

Tabella 7-2 numero di siti per tipologia (sensu "Manuale di gestione siti Natura 2000") presenti nei tre macroambiti biogeografici

Codice numerico	Codice Nominale	Tipologia sito	Alpina	Continentale	Mediterranea	Totali
0	na	non assegnato	2	-	15	17
1	VFA	Vegetazione forestale alpina	58	-	-	58
2	FX	Faggeti con Abies, Taxus ed Ilex	2	12	76	90
3	FBM	Faggeti e boschi misti mesofili	38	16	17	71
4	C	Macchia mediterranea	2	13	29	44
5	QM	Querceti mesofili	4	15	5	24
6	QMD	Querceti a Quercus trojana e Q. macrolepis	-	-	5	5
6	QMD	Querceti mediterranei	-	9	119	128
7	MM	Macchia mediterranea	-	1	103	104
8	PMO	Pinete mediterranee e oromediterranee	-	-	35	35
9	VAI	Vegetazione arborea igrofila	14	66	20	100
10	VAA	Vegetazione erbacea ed arbustiva alpina	68	17	11	96
11	PM	Praterie montane	12	21	28	61
12	PC	Praterie collinari	40	53	79	172
13	PT	Praterie terofitiche	-	1	64	65
14	CB	Siti eterogenei	-	7	47	54
15	DC	Dune consolidate	-	18	52	70
16	CA	Laghi	-	-	10	10
17	PP	Praterie di Posidonia	-	-	81	81
18	AR	Vegetazione forestale alpina	14	-	18	32
19	GC	Grotte continentali	14	1	7	22
20	SP	Sorgenti petrificanti	1	-	-	1
21	GH	Ghiacciai	5	-	-	5
22	T	Torbiere	29	-	1	30

Codice numerico	Codice Nominale	Tipologia sito	Alpina	Continente	Mediterranea	Totali
23	PCL	Paludi calcaree	12	3	1	16
24	L	Laghi	11	18	20	49
25	SE	Siti eterogenei	98	219	360	677

Sempre sulla base delle banche dati Natura 2000, ogni macroambito è stato caratterizzato rilevando per ogni regione biogeografica in quanti siti è contenuta ogni singola specie di interesse comunitario. Il risultato viene riportato in tabella 7-3. Tale lavoro statistico è preliminare ad un lavoro di caratterizzazione che deve essere effettuato sulla base degli areali di distribuzione dei vertebrati, prodotti nell'ambito della rete ecologica nazionale e che verrà verosimilmente approfondito nella valutazione di incidenza a livello di piano del rapporto ambientale 2011.

Tabella 7-3 - Distribuzione nei macroambienti delle specie di interesse comunitario e prioritarie

Gruppo	Specie	Prioritaria	Alpina	Continente	Mediterranea	
Anfibi e rettili	Bombina variegata		94	77	198	
	Caretta caretta	*		6	75	
	Discoglossus sardus				45	
	Elaphe quatuorlineata		10	20	265	
	Elaphe situla				77	
	Emys orbicularis		2	146	230	
	Hydromantes ambrosii				7	
	Hydromantes flavus				1	
	Hydromantes genei				4	
	Hydromantes imperialis				5	
	Hydromantes strinatii			14	9	21
	Hydromantes supramontis					2
	Pelobates fuscus insubricus	*	2	25		
	Phyllodactylus europaeus					73
	Proteus anguinus	*			2	
	Rana latastei			12	162	
	Salamandrina terdigitata			9	40	161
	Testudo graeca					22
	Testudo hermanni				12	206
	Testudo marginata					24
Triturus carnifex			58	285	195	
Vipera ursinii			8	6	10	
Uccelli	Accipiter brevipes			1		
	Accipiter gentilis arrigonii				20	
	Acrocephalus melanopogon		6	58	82	
	Acrocephalus paludicola		4	12	8	
	Aegolius funereus		210	1		
	Aegypius monachus					1
	Alcedo atthis		70	347	356	
	Alectoris barbara					60
	Alectoris graeca saxatilis		213	7	23	
	Alectoris graeca whitakeri					88
	Anser albifrons flavirostris					1
	Anser erythropus				3	4
	Anthus campestris			42	126	288
	Aquila chrysaetos			278	108	147
	Aquila clanga			2	37	9

Gruppo	Specie	Prioritaria	Alpina	Continentale	Mediterranea
	Aquila heliaca		1	1	1
	Aquila pomarina		1	8	6
	Ardea purpurea		34	214	169
	Ardeola ralloides		9	150	143
	Asio flammeus		8	66	57
	Aythya nyroca		15	94	109
	Bonasa bonasia		184		
	Botaurus stellaris		23	164	100
	Branta leucopsis			3	
	Branta ruficollis			3	
	Bubo bubo		182	33	67
	Bucanetes githagineus				1
	Burhinus oedicephalus		5	29	129
	Buteo rufinus		1	3	5
	Calandrella brachydactyla		6	44	166
	Calidris alpina schinzii			1	
	Calonectris diomedea			1	95
	Caprimulgus europaeus		130	275	362
	Charadrius alexandrinus			31	71
	Charadrius morinellus		44	16	9
	Chlamydotis undulata			1	
	Chlidonias hybridus		6	71	77
	Chlidonias niger		16	128	119
	Ciconia ciconia		29	121	104
	Ciconia nigra		11	85	60
	Circaetus gallicus		106	72	168
	Circus aeruginosus		45	246	333
	Circus cyaneus		71	258	231
	Circus macrourus		3	16	50
	Circus pygargus		25	205	201
	Columba junoniae				1
	Coracias garrulus			33	150
	Crex crex		65	29	11
	Cursorius cursor			2	1
	Cygnus columbianus bewickii			3	
	Cygnus cygnus			12	1
	Dendrocopos leucotos		7	2	16
	Dendrocopos medius		4	8	44
	Dryocopus martius		248	17	31
	Egretta alba		18	189	144
	Egretta garzetta		25	260	261
	Emberiza hortulana		74	149	101
	Falco biarmicus		5	48	171
	Falco cherrug			4	
	Falco columbarius		14	113	36
	Falco eleonorae		1	5	78
	Falco naumanni			17	101
	Falco peregrinus		134	212	443
	Falco vespertinus		11	102	79
	Ficedula albicollis		22	44	162
	Ficedula parva		2	2	4
	Ficedula semitorquata				5
	Gallinago media		3	43	32
	Gavia arctica		10	36	24
	Gavia immer		3	5	1
	Gavia stellata		8	32	10

Gruppo	Specie	Prioritaria	Alpina	Continentale	Mediterranea
	Gelochelidon nilotica			31	64
	Glareola pratincola			24	53
	Glaucidium passerinum		171		
	Grus grus		8	58	79
	Gypaetus barbatus		58		
	Gyps fulvus		29	5	22
	Haliaeetus albicilla		1	11	5
	Hieraaetus fasciatus				39
	Hieraaetus pennatus		4	16	36
	Himantopus himantopus		4	140	173
	Hoplopterus spinosus			1	
	Hydrobates pelagicus			1	30
	Ixobrychus minutus		32	253	190
	Lagopus mutus helveticus		174		
	Lanius collurio		266	492	450
	Lanius minor		5	56	62
	Lanius nubicus				5
	Larus audouinii				118
	Larus genei			14	79
	Larus melanocephalus		2	36	126
	Larus minutus		3	26	7
	Limosa lapponica		5	20	32
	Lullula arborea		47	198	295
	Luscinia svecica		27	60	51
	Marmaronetta angustirostris				4
	Melanocorypha calandra		2	2	118
	Mergus albellus		4	23	4
	Milvus migrans		137	214	346
	Milvus milvus		26	58	218
	Neophron percnopterus		1	2	57
	Numenius tenuirostris			2	11
	Nycticorax nycticorax		24	273	163
	Otis tarda			3	
	Oxyura leucocephala			2	4
	Pandion haliaetus		33	156	167
	Pelecanus onocrotalus		1	6	3
	Perdix perdix italica			6	
	Pernis apivorus		253	257	310
	Phalacrocorax aristotelis desmarestii			6	86
	Phalacrocorax pygmeus		1	26	9
	Phalaropus lobatus			5	5
	Philomachus pugnax		15	153	106
	Phoenicopterus ruber			21	99
	Picoides tridactylus		37	2	
	Picus canus		89	5	
	Platalea leucorodia		1	54	109
	Plegadis falcinellus		1	51	97
	Pluvialis apricaria		5	111	75
	Podiceps auritus		4	14	6
	Porphyrio porphyrio				43
	Porzana parva		8	96	49
	Porzana porzana		11	119	69
	Porzana pusilla		2	21	7
	Puffinus puffinus mauretanicus				1
	Puffinus yelkouan			5	28
	Pyrrhocorax pyrrhocorax		50	25	61

Gruppo	Specie	Prioritaria	Alpina	Continentale	Mediterranea	
	Recurvirostra avosetta		2	39	105	
	Sitta whiteheadi				1	
	Sterna albifrons		2	105	112	
	Sterna caspia		2	20	37	
	Sterna dougallii			1		
	Sterna hirundo		9	152	81	
	Sterna paradisaea				2	
	Sterna sandvicensis		2	27	149	
	Strix uralensis		5	2		
	Sylvia nisoria		28	28		
	Sylvia rueppelli				1	
	Sylvia sarda				72	
	Sylvia undata		1	11	164	
	Tadorna ferruginea		2	11	7	
	Tetrao tetrix tetrix			235	5	
	Tetrao urogallus			124		
	Tetrax tetrax				1	23
	Tringa glareola			19	158	120
Xenus cinereus				3	6	
Pesci	Acipenser naccarii	*		59		
	Alburnus albidus				43	
	Alosa fallax		6	63	58	
	Aphanius fasciatus			21	54	
	Barbus meridionalis		11	80	9	
	Barbus plebejus		34	188	75	
	Chondrostoma genei		8	127	3	
	Chondrostoma soetta		12	76		
	Cobitis taenia		24	192	13	
	Cottus gobio		93	85	3	
	Knipowitschia panizzae			24		
	Lampetra fluviatilis			2	13	
	Lampetra planeri			1	28	
	Lethenteron zanandreae		17	71		
	Leuciscus lucumonis			4	10	
	Leuciscus souffia		30	158	65	
	Padogobius nigricans			13	24	
	Petromyzon marinus			8	20	
	Rutilus pigus		7	64		
	Rutilus rubilio		8	53	93	
Sabanejewia larvata		2	57			
Salmo macrostigma		6		40		
Salmo marmoratus		77	62			
Mammiferi	Barbastella barbastellus		29	19	12	
	Canis lupus	*	45	104	188	
	Capra aegagrus				2	
	Cervus elaphus corsicanus	*			8	
	Lutra lutra				49	
	Lynx lynx		33	2		
	Miniopterus schreibersii		17	24	100	
	Monachus monachus	*			4	
	Myotis bechsteinii		11	15	6	
	Myotis blythii		34	28	54	
	Myotis capaccinii		9	4	49	
	Myotis emarginatus		25	27	43	
	Myotis myotis		50	43	118	
	Ovis gmelini musimon				10	

Gruppo	Specie	Prioritaria	Alpina	Continente	Mediterranea
	Rhinolophus euryale		6	15	84
	Rhinolophus ferrumequinum		71	67	250
	Rhinolophus hipposideros		43	48	213
	Rhinolophus mehelyi				8
	Rupicapra pyrenaica ornata	*	8		2
	Tursiops truncatus			3	30
	Ursus arctos	*	55	2	30
Invertebrati	Austropotamobius pallipes		92	117	49
	Austropotamobius torrentium	*	5		
	Buprestis splendens				5
	Callimorpha quadripunctaria	*	53	83	158
	Carabus olympiae	*	1		
	Cerambyx cerdo		43	147	163
	Coenagrion mercuriale			2	47
	Coenonympha oedippus		3	20	
	Cordulegaster trinacriae				24
	Cucujus cinnaberinus				1
	Erebia calcaria		7		
	Erebia christi		2		
	Eriogaster catax		3	19	36
	Euphydryas aurinia		41	18	16
	Graphoderus bilineatus		1	8	
	Leptodirus hochenwarti			2	
	Leucorrhinia pectoralis			2	
	Lindenia tetraphylla				20
	Lucanus cervus		65	176	98
	Lycaena dispar		16	136	6
	Maculinea teleius		4	7	
	Melanargia arge		4		91
	Morimus funereus		5	4	
	Ophiogomphus cecilia			19	
	Osmoderma eremita	*	8	34	22
	Oxygastra curtisii		1	8	19
	Papilio hospiton				28
Rosalia alpina	*	22	27	50	
Vertigo angustior		8	23	11	
Vertigo moulinsiana		1	7	7	
Specie vegetali	Dianthus rupicola				95
	Dicranum viride		10		
	Dracocephalum austriacum		6		
	Drepanocladus vernicosus		3		
	Eleocharis carniolica		2	8	
	Erucastrum palustre			5	
	Eryngium alpinum		10		
	Euphrasia genargentea	*			1
	Euphrasia marchesettii			24	
	Galium litorale	*			2
	Genista holopetala			2	
	Gentiana ligustica		13		8
	Gladiolus palustris		19	29	4
	Gypsophila papillosa	*	1		
	Helianthemum caput-felis				1
	Herniaria latifolia ssp. litardierei	*			1
	Himantoglossum adriaticum		4	24	8
	Isoetes malinverniana			3	
	Jonopsidium savianum				9

Gruppo	Specie	Prioritaria	Alpina	Continente	Mediterranea
	<i>Kosteletzkya pentacarpos</i>			4	2
	<i>Lamyropsis microcephala</i>	*			1
	<i>Leontodon siculus</i>	*			42
	<i>Leucojum nicaeense</i>				1
	<i>Limonium insulare</i>	*			6
	<i>Limonium pseudolaetum</i>	*			1
	<i>Limonium strictissimum</i>	*			1
	<i>Linaria flava</i>				9
	<i>Linaria tonzigii</i>		4		
	<i>Linum muelleri</i>	*			3
	<i>Liparis loeselii</i>		10	5	
	<i>Mannia triandra</i>		5		
	<i>Marsilea quadrifolia</i>		1	13	1
	<i>Moehringia tommasinii</i>			2	
	<i>Muscari gussonei</i>	*			6
	<i>Myosotis rehsteineri</i>			3	
	<i>Ophrys lunulata</i>	*			33
	<i>Orthotrichum rogeri</i>			1	
	<i>Paeonia officinalis ssp. banatica</i>			2	
	<i>Petagnia saniculifolia</i>				4
	<i>Petalophyllum ralfsii</i>				11
	<i>Primula apennina</i>	*		12	
	<i>Primula palinuri</i>				10
	<i>Ribes sardoum</i>	*			1
	<i>Riccia breidlereri</i>		2		
	<i>Rouya polygama</i>				9
	<i>Salicornia veneta</i>	*		21	
	<i>Saxifraga berica</i>			1	
	<i>Saxifraga florulenta</i>		3		
	<i>Saxifraga tombeanensis</i>		10		
	<i>Scapania massolongi</i>		2		
	<i>Silene hicesiae</i>	*			3
	<i>Silene velutina</i>	*			3
	<i>Stipa austroitalica</i>	*			50
	<i>Stipa veneta</i>	*		2	
	<i>Trichomanes speciosum</i>				3
	<i>Trifolium saxatile</i>		6		
	<i>Woodwardia radicans</i>				11

Le esigenze di sviluppo a livello strategico inserite nella sezione 1 (nuovi interventi) e nella sezione 2 (interventi appartenenti a piani già approvati) comprendono 49 interventi (ogni intervento localizzato in una regione diversa viene trattato come intervento a sè, in quanto analizzato separatamente a livello di concertazione), dei quali 8 ricadono nel macroambito alpino (169.872 ettari), 21 in quello continentale (648.184 ettari) e 20 in quello mediterraneo (1.287.862). La Figura 7-3 fornisce una visione sintetica di tale distribuzione delle macroalternative nei macroambiti biogeografici, mentre la successiva tabella presenta il dettaglio di ogni macroalternativa rispetto ai macroambiti.



Figura 7-3 - Distribuzione territoriale delle macroalternative a livello strategico nei tre macroambiti

Tabella 7-4 - Distribuzione nei macroambiti degli interventi a livello strategico (macroalternative)

Regione Biogeografica	Regione	Nome Intervento	Area (ettari)
Alpina	PIEMONTE	Riassetto Rete Valsesia	73'206
	LOMBARDIA	Riassetto rete AT area Lecco	1'990
		Elettrodotto Glorenza-Tirano - der. Premadio	13
	TRENTINO ALTO ADIGE	Elettrodotto 132 kV San Floriano - S.Michele (TN)	254

Regione Biogeografica	Regione	Nome Intervento	Area (ettari)
	VENETO	Riassetto rete alto Bellunese (BL)	50'191
		Potenziamento Rete AT Vicenza	21'984
	FRIULI VENEZIA GIULIA	Riassetto rete alto Bellunese (BL)	20'010
	ABRUZZO	Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	2'134
Continentale	PIEMONTE	Rete Sud Torino	10'854
		Rete Cuneo/Savona	2'118
		Riassetto Rete AT Nord Torino	393
	LOMBARDIA	Elettrodotto 132 kV Solaro - Areseö	1'330
		Riassetto rete AT area Lecco	64
		Riassetto rete AT area Como	4'923
		Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza	4'766
		Razionalizzazione 132 kV Cremona	16'501
		Nuovo elettrodotto 380 kV Cassano - Chiariö	58'723
		Elettrodotto 132 kV Arena Po-Copiano	3'633
	VENETO	Potenziamento rete AT Padova (PD)	10'519
		Potenziamento Rete AT Vicenza	11'937
	EMILIA ROMAGNA	Rete area Forli/Cesena	41'728
		Rete Nord-Ovest Emilia	7'124
	TOSCANA	Nuova SE 380 kV Vaiano	11'542
		Rete Metropolitana Firenze	11'904
	UMBRIA	Razionalizzazione Rete AT Umbria	340'032
MARCHE	Rete AT Candia/Cappuccini	14'360	

Regione Biogeografica	Regione	Nome Intervento	Area (ettari)
Mediterranea	ABRUZZO	Rete AT Candia-Rosara	6'691
		Riassetto rete Teramo/Pescara	3'075
		Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	85'969
	PIEMONTE	Rete Cuneo/Savona	5'096
	LIGURIA	Rete Cuneo/Savona	2'035
	TOSCANA	Rete Sud-Toscana	4'845
		Nuova SE 380 kV Vaiano	4'018
		Rete Metropolitana Firenze	33'073
		Riassetto rete area Livorno	12'132
	UMBRIA	Razionalizzazione Rete AT Umbria	506'360
	LAZIO	Riassetto rete Roma Ovest/Roma SudOvest	4'236
		Riassetto Rete AT Roma Sud - Latina - Garigliano	13'918
	CAMPANIA	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	25'778
		Riassetto Rete AT Penisola Sorrentina	15'976
	BASILICATA	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	79'790
	CALABRIA	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	795
	SICILIA	Riassetto area metropolitana di Palermo	56'855
		Stazione 220 kV Noto	32'805
		Interventi area Nord Catania - alt. 2	19'083
		Interventi area Nord Catania - alt. 1	57'819
	SARDEGNA	Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro - Bono - Buddusò (NU)	141'470
		Elettrodotto 150 kV Fiumesanto Porto Torres	1'941

Regione Biogeografica	Regione	Nome Intervento	Area (ettari)
		Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa - Buddusò - Intervento rete AT in Gallura	269'835

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

In questo paragrafo vengono 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 7-5). 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 sono stati considerati non solo i siti direttamente interessati, ma anche quelli nelle vicinanze dei corridoi o delle fasce di fattibilità, fino ad una distanza massima di 2,5 km (indirettamente interessati).

Tabella 7-5 - Interventi del PdS 2009 che interessano potenzialmente (in fase strutturale o attuativa) Siti Natura 2000

Nome Intervento	Codice	DENOMINAZIONE	REGIONE	Sito	Tipo	Ha
Sviluppo aree metropolitane - Roma	IT6030025	Macchia Grande di Ponte Galeria	Lazio	SIC	B	1'056.33
Razionalizzazione di Arezzo	IT5190002	Monti del Chianti	Toscana	SIC	B	7'937.82
Raccordi di Candela	IT8040004	Boschi di Guardia dei Lombardi e Andretta	Campania	SIC	B	2'939.09
	IT8040022	Boschi e Sorgenti della Baronia	Campania	ZPS	A	3'501.71
Potenziamento AT tra Terni e Roma	IT6030012	Riserva naturale Tevere Farfa	Lazio	SIC	C	2'065.56
	IT6030012	Riserva naturale Tevere Farfa	Lazio	ZPS	C	2'065.56
Elettrodotto 380 kV Paternò Priolo	ITA070001	Foce del Fiume Simeto e Lago Gornalunga	Sicilia	SIC	K	1'747.58
	ITA070025	Tratto di Pietralunga del Fiume Simeto	Sicilia	SIC	K	679.82
	ITA070029	Biviere di Lentini, tratto mediano e foce del Fiume Simeto e area antistante la foce	Sicilia	ZPS	J	5'001.47
	ITA090012	Grotta Palombara	Sicilia	SIC	B	61.44
	ITA090013	Saline di Priolo	Sicilia	ZPS	C	53.98
	ITA090013	Saline di Priolo	Sicilia	SIC	C	53.98
	ITA090020	Monti Climiti	Sicilia	SIC	B	2'951.63
	ITA090024	Cozzo Ogliastri	Sicilia	SIC	B	1'347.70

Nome Intervento	Codice	DENOMINAZIONE	REGIONE	Sito	Tipo	Ha
	ITA090026	Fondali di Brucoli - Agnone	Sicilia	SIC	B	1'375.15
Elettrodotto 380 kV Montecorvino - AvellinoNord - Benevento II	IT8040009	Monte Accelica	Campania	SIC	K	4'824.79
	IT8040011	Monte Terminio	Campania	SIC	K	9'417.08
	IT8040012	Monte Tuoro	Campania	SIC	K	2'201.59
	IT8040014	Piana del Dragone	Campania	SIC	K	690.14
	IT8040021	Picentini	Campania	ZPS	J	64'166.99
	IT8050027	Monte Mai e Monte Monna	Campania	SIC	K	10'177.42
Elettrodotto 150 kV Castrocuoco - Maratea	IT9210150	Monte Coccovello - Monte Crivo - Monte Crive	Basilicata	SIC	C	3'005.12
	IT9210150	Monte Coccovello - Monte Crivo - Monte Crive	Basilicata	ZPS	C	3'005.12
	IT9210265	Valle del Noce	Basilicata	SIC	B	981.20
Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	IT3240011	Sile: sorgenti, paludi di Morgano e S. Cristina	Veneto	ZPS	H	1'299.09
	IT3240028	Fiume Sile dalle sorgenti a Treviso Ovest	Veneto	SIC	I	1'490.07
	IT3250021	Ex Cave di Martellago	Veneto	SIC	C	50.22
	IT3250021	Ex Cave di Martellago	Veneto	ZPS	C	50.22
Stazione 220 kV Polpet - BL	IT3230027	Monte Dolada Versante S.E.	Veneto	SIC	B	659.23
	IT3230044	Fontane di Nogare'	Veneto	SIC	B	211.95
	IT3230045	Torbiera di Antole	Veneto	SIC	B	24.70
	IT3230067	Aree palustri di Melere - Monte Gal e boschi di Col d'Ongia	Veneto	SIC	B	110.68
	IT3230068	Valpiana - Valmorel (Aree palustri)	Veneto	SIC	B	126.29
	IT3230083	Dolomiti Feltrine e Bellunesi	Veneto	SIC	C	31'382.67
	IT3230083	Dolomiti Feltrine e Bellunesi	Veneto	ZPS	C	31'382.67
	IT3230088	Fiume Piave dai Maserot alle grave di Pederobba	Veneto	SIC	I	3'235.57
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi Ciminna	ITA020022	Calanchi, lembi boschivi e praterie di Riena	Sicilia	SIC	B	756.77
	ITA020024	Rocche di Ciminna	Sicilia	SIC	B	658.70
	ITA020034	Monte Carcaci, Pizzo Colobria e ambienti umidi	Sicilia	SIC	G	1'765.37
	ITA020048	Monti Sicani, Rocca Busambra e Bosco della Ficuzza	Sicilia	ZPS	F	58'684.23

Nome Intervento	Codice	DENOMINAZIONE	REGIONE	Sito	Tipo	Ha
	ITA050002	Torrente Vaccarizzo (tratto terminale)	Sicilia	SIC	B	189.85
	ITA050005	Lago Sfondato	Sicilia	SIC	B	32.22
	ITA050009	Rupe di Marianopoli	Sicilia	SIC	B	845.22
	ITA060001	Lago Ogliastro	Sicilia	SIC	B	1'142.85
	ITA060004	Monte Altesina	Sicilia	SIC	B	1'145.80
	ITA060014	Monte Chiapparo	Sicilia	SIC	B	1'621.80
Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	IT5310013	Mombaroccio	Marche	SIC	G	2'463.64
	IT5310015	Tavernelle sul Metauro	Marche	SIC	G	741.97
	IT5310022	Fiume Metauro da Piano di Zucca alla foce	Marche	ZPS	C	745.74
	IT5310022	Fiume Metauro da Piano di Zucca alla foce	Marche	SIC	C	745.74
	IT5310027	Mombaroccio e Beato Sante	Marche	ZPS	F	2'835.18
	IT5310028	Tavernelle sul Metauro	Marche	ZPS	F	1'621.83
	IT5320009	Fiume Esino in località Ripa Bianca	Marche	ZPS	C	140.16
	IT5320009	Fiume Esino in località Ripa Bianca	Marche	SIC	C	140.16
	IT5330011	Monte Letegge - Monte d'Aria	Marche	SIC	G	1'621.51
	IT5330013	Macchia delle Tassinete	Marche	SIC	B	162.58
	IT5330014	Fonte delle Bussare	Marche	SIC	B	7.46
	IT5330024	Selva dell'Abbadia di Fiastra	Marche	SIC	B	1'078.24
	IT5330027	Gola di Sant'Eustachio, Monte d'Aria e Monte Letegge	Marche	ZPS	F	2'900.66
	IT5340004	Montagna dei Fiori	Marche	ZPS	C	492.48
	IT5340004	Montagna dei Fiori	Marche	SIC	C	492.48
	IT5340005	Ponte d'Arli	Marche	SIC	B	216.72
	IT5340007	S. Gerbone	Marche	SIC	E	680.44
	IT5340008	Valle della Corte	Marche	SIC	B	751.19
	IT5340009	Macera della Morte	Marche	SIC	E	422.39
	IT5340010	Monte Comunitore	Marche	SIC	E	508.08

Nome Intervento	Codice	DENOMINAZIONE	REGIONE	Sito	Tipo	Ha
	IT5340015	Montefalcone Appennino - Smerillo	Marche	SIC	B	548.07
	IT6020025	Monti della Laga (area sommitale)	Lazio	SIC	E	2'430.74
	IT7110128	Parco Nazionale Gran Sasso - Monti della Laga	Abruzzo	ZPS	F	143'748.57
	IT7120201	Monti della Laga e Lago di Campotosto	Abruzzo	SIC	E	15'860.90
	IT7120213	Montagne dei Fiori e di Campi e Gole del Salinello	Abruzzo	SIC	E	4'233.91
Sviluppo aree metropolitane - Milano	IT2050008	Bosco di Cusago	Lombardia	SIC	B	13.15
Riassetto rete nord Calabria	IT9210275	Massiccio del Monte Pollino e Monte Alpi	Basilicata	ZPS	F	88'850.90
	IT9310008	La Petrosa	Calabria	SIC	K	353.09
	IT9310303	Pollino e Orsomarso	Calabria	ZPS	D	94'974.88
Elettrodotto a 380 kV Foggia – Villanova	IT7140123	Monte Sorbo (Monti Frentani)	Abruzzo	SIC	B	1'336.15
	IT7140126	Gessi di Lentella	Abruzzo	SIC	B	438.00
	IT7140127	Fiume Trigno (medio e basso corso)	Abruzzo	SIC	E	1'001.02
	IT7140210	Monti Frentani e Fiume Treste	Abruzzo	SIC	B	4'668.16
	IT7222212	Colle Gessaro	Molise	SIC	B	667.76
	IT7222213	Calanchi di Montenero	Molise	SIC	B	121.48
	IT7222214	Calanchi Pisciarello - Macchia Manes	Molise	SIC	G	526.13
	IT7222216	Foce Biferno - Litorale di Campomarino	Molise	SIC	G	821.96
	IT7222237	Fiume Biferno (confluenza Cigno - alla foce esclusa)	Molise	SIC	G	133.47
	IT7222254	Torrente Cigno	Molise	SIC	G	269.26
	IT7222265	Torrente Tona	Molise	ZPS	C	395.92
	IT7222265	Torrente Tona	Molise	SIC	C	395.92
	IT7222266	Boschi tra Fiume Saccione e Torrente Tona	Molise	SIC	B	999.66
	IT7222267	Località Fantina - Fiume Fortore	Molise	ZPS	C	366.84
	IT7222267	Località Fantina - Fiume Fortore	Molise	SIC	C	366.84
	IT7228226	Macchia Nera - Colle Serracina	Molise	SIC	E	527.52
IT7228228	Bosco Tanassi	Molise	SIC	G	126.39	

Nome Intervento	Codice	DENOMINAZIONE	REGIONE	Sito	Tipo	Ha
	IT7228229	Valle Biferno dalla diga a Guglionesi	Molise	SIC	G	358.51
	IT7228230	Lago di Guardialfiera - Foce fiume Biferno	Molise	ZPS	F	28'889.88
	IT9110002	Valle Fortore, Lago di Occhito	Puglia	SIC	E	8'422.59

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 2009, hanno subito avanzamenti nella fase di concertazione preventiva, mentre per tutti quelli il cui livello di avanzamento è rimasto invariato si rimanda al RA 2009.

7.6 Inquadramento dei Siti potenzialmente interessati

In questa sezione sono indicati e brevemente descritti i Siti Natura 2000 potenzialmente interessati dagli interventi del PdS 2010 di cui sopra.

I Siti Natura 2000 potenzialmente interessati dal PdS 2009 sono stati selezionati sulla base dei criteri illustrati nel paragrafo precedente e di seguito riportati:

- per gli interventi in fase Strutturale: i Siti Natura 2000 interessati dal corridoio (largo da alcune centinaia di metri a qualche chilometro);
- per gli interventi in fase Attuativa: i Siti Natura 2000 interessati dalla fascia di fattibilità (larga fino a 200 metri).

Si tratta di 95 siti in totale, di cui 73 sono Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e 22 sono Zone di Protezione Speciale (ZPS). In alcuni casi (tipo C) il SIC coincide esattamente la ZPS.

Gli interventi sono 14, di cui 8 in fase strutturale e 6 in fase attuativa.

Le regioni interessate sono 12: Abruzzo, Calabria, Basilicata, Campania, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Puglia, Sicilia, Toscana e Veneto.

7.7 Analisi e valutazione delle interferenze

7.7.1 Potenziali interferenze sugli habitat e sulla fauna

Di norma le principali interferenze di una linea elettrica sugli habitat di interesse comunitario e sulle specie vegetali che fanno parte del loro corteggio floristico possono essere sintetizzate come segue:

- sottrazione di habitat: dovuta alla presenza dei sostegni e, temporaneamente, ad opere di sbancamento e riduzione della vegetazione in corrispondenza di aree di cantiere, piste e strade di accesso; inoltre, per le linee aeree, può essere necessario controllare o ridurre la vegetazione arborea in corrispondenza di aree boscate: è infatti necessario mantenere una distanza di sicurezza tra i conduttori e la vegetazione, al fine di evitare l'innescò di incendi; occorre precisare che la sottrazione di habitat in fase di esercizio è discontinua ed estremamente limitata in termini di superficie, essendo circoscritta alla base dei singoli sostegni e, più precisamente, ai quattro piedi di ogni sostegno;
- alterazione della struttura e della composizione delle fitocenosi con conseguente diminuzione del livello di naturalità della vegetazione: considerando la discontinuità con cui le linee elettriche interferiscono con il

territorio, andandolo ad interessare solo in corrispondenza della base dei sostegni (mediamente posti ad una distanza di circa 400 m l'uno dall'altro), l'alterazione della struttura e della composizione delle fitocenosi può essere significativa, in fase di esercizio, solamente in caso di interessamento di vegetazione forestale; in tal caso, infatti, la riduzione della cenosi arborea in corrispondenza della fascia di asservimento della linea elettrica, può rappresentare un elemento di cesura nella continuità della copertura forestale;

- frammentazione degli habitat: in virtù del fatto che le linee elettriche sorvolano il territorio per la maggior parte del proprio percorso, andando ad interessare direttamente gli habitat terrestri solo in corrispondenza della base dei sostegni, la possibilità che esse determinino una frammentazione significativa degli habitat risulta essere praticamente nulla;
- fenomeni di inquinamento: possibili in fase di cantiere.

Le potenziali interferenze di una certa significatività, che le linee elettriche in alta e altissima tensione (AT/AAT) possono esercitare sulle specie animali di interesse comunitario, sono riconducibili solamente al rischio di collisione per l'avifauna, in fase di esercizio.

7.7.2 Applicazione di indicatori

Come meglio accennato nel paragrafo sulla metodologia, per la valutazione delle interferenze ed in particolare della loro significatività, sono stati applicati alcuni indicatori di impatto e cioè:

- Indicatore **NAT**: superficie dei Siti Natura 2000 interessata dal corridoio (per gli interventi in fase Strutturale) o dalla fascia (per gli interventi in fase Attuativa), in valore assoluto (NAT) e come % (NAT%) data dal rapporto tra superficie del Sito interessata dal corridoio e superficie totale del Sito; Tale indicatore è stato calcolato per tutti i corridoi considerati durante il processo di VAS;
- Indicatore **AMB**: nell'ambito di Siti Natura 2000, superficie di Territori boscati ed ambienti seminaturali + corpi idrici (da CORINE Landcover) interessata dal corridoio (per gli interventi in fase Strutturale) o dalla fascia (per gli interventi in fase Attuativa), in valore assoluto (AMB) e come % (AMB%) data dal rapporto tra superficie interessata da Territori boscati ed ambienti seminaturali + corpi idrici e superficie interessata dal corridoio; Tale indicatore è stato calcolato per tutti i corridoi considerati durante il processo di VAS;
- Indicatore **HAB1**: numero di habitat prioritari (*sensu* direttiva Habitat, Allegato 1) presenti in siti interessati da fasce (in fase attuativa);
- Indicatore **HAB2**: numero di habitat minacciati (cfr. *Libro Rosso degli Habitat d'Italia della Rete Natura 2000*) presenti in siti interessati da fasce (in fase attuativa);
- Indicatore **SPEC**: numero di specie di importanza comunitaria (*sensu* direttiva Habitat) presenti in siti interessati da fasce (in fase attuativa).

Le tabelle che seguono contengono i risultati dell'applicazione degli indicatori sopra descritti.

Tabella 7-6 - Risultati dell'applicazione dell'indicatore NAT

Nome Intervento	CODICE	DENOMINAZIONE	SIC-ZPS	NAT(%)	NAT(ha)
Elettrodotto 380 kV Paternò - Priolo	ITA070001	Foce del Fiume Simeto e Lago Gornalunga	SIC	1.4	23.8
	ITA090020	Monti Climiti	SIC	2.4	70.0

Nome Intervento	CODICE	DENOMINAZIONE	SIC-ZPS	NAT(%)	NAT(ha)
	ITA070029	Biviere di Lentini, tratto mediano e foce del Fiume Simeto e area antistante la foce	ZPS	0.8	39.9
Elettrodotto 380 kV Montecorvino - AvellinoNord - Benevento II	IT8040009	Monte Accelica	SIC	0.2	9.4
	IT8040011	Monte Terminio	SIC	1.2	115.5
	IT8040012	Monte Tuoro	SIC	0.4	9.6
	IT8050027	Monte Mai e Monte Monna	SIC	0.7	74.0
	IT8040021	Picentini	ZPS	0.5	337.7
Elettrodotto 150 kV Castrocuoco - Maratea	IT9210150	Monte Coccovello - Monte Crivo - Monte Crive	SIC	1.2	35.8
	IT9210265	Valle del Noce	SIC	6.2	60.7
	IT9210150	Monte Coccovello - Monte Crivo - Monte Crive	ZPS	1.2	35.8
Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	IT3240028	Fiume Sile dalle sorgenti a Treviso Ovest	SIC	1.0	15.2
	IT3240011	Sile: sorgenti, paludi di Morgano e S. Cristina	ZPS	1.2	15.2
Stazione 220 kV Polpet - BL - Fasce intesa	IT3230044	Fontane di Nogare'	SIC	5.6	12.0
	IT3230083	Dolomiti Feltrine e Bellunesi	SIC	0.1	17.0
	IT3230083	Dolomiti Feltrine e Bellunesi	ZPS	0.1	17.0
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi -Ciminna	ITA020024	Rocche di Ciminna	SIC	11.2	73.8
	ITA050002	Torrente Vaccarizzo (tratto terminale)	SIC	100.0	189.9
	ITA050009	Rupe di Marianopoli	SIC	10.4	87.9
	ITA060001	Lago Ogliastro	SIC	5.1	58.8
	ITA060014	Monte Chiapparo	SIC	0.7	10.9
Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	IT5310015	Tavernelle sul Metauro	SIC	92.7	687.8
	IT5310022	Fiume Metauro da Piano di Zucca alla foce	SIC	14.4	107.3
	IT5320009	Fiume Esino in localitÓ Ripa Bianca	SIC	3.3	4.6

Nome Intervento	CODICE	DENOMINAZIONE	SIC-ZPS	NAT(%)	NAT(ha)
	IT5340004	Montagna dei Fiori	SIC	0.1	0.2
	IT5340005	Ponte d'Arli	SIC	100.0	216.7
	IT5340007	S. Gerbone	SIC	0.0	0.1
	IT5340015	Montefalcone Appennino - Smerillo	SIC	5.8	31.9
	IT7120201	Monti della Laga e Lago di Campotosto	SIC	0.0	2.1
	IT7120213	Montagne dei Fiori e di Campi e Gole del Salinello	SIC	0.0	0.4
	IT5320009	Fiume Esino in localitÓ Ripa Bianca	ZPS	3.3	4.6
	IT5310022	Fiume Metauro da Piano di Zucca alla foce	ZPS	14.4	107.3
	IT5340004	Montagna dei Fiori	ZPS	0.1	0.2
	IT7110128	Parco Nazionale Gran Sasso - Monti della Laga	ZPS	0.5	666.9
	IT5310028	Tavernelle sul Metauro	ZPS	96.3	1'561.8
Riassetto rete nord Calabria	IT9210275	Massiccio del Monte Pollino e Monte Alpi	ZPS	0.1	71.4
	IT9310303	Pollino e Orsomarso	ZPS	0.1	54.0
Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	IT7140126	Gessi di Lentella	SIC	0.1	0.3
	IT7140127	Fiume Trigno (medio e basso corso)	SIC	9.4	93.6
	IT7222213	Calanchi di Montenero	SIC	2.9	3.5
	IT7222237	Fiume Biferno (confluenza Cigno - alla foce esclusa)	SIC	56.0	74.8
	IT7222254	Torrente Cigno	SIC	73.4	197.6
	IT7222265	Torrente Tona	SIC	59.4	235.1
	IT7222266	Boschi tra Fiume Saccione e Torrente Tona	SIC	99.8	997.3
	IT7228226	Macchia Nera - Colle Serracina	SIC	24.1	127.4
	IT9110002	Valle Fortore, Lago di Occhito	SIC	13.2	1'110.2

Nome Intervento	CODICE	DENOMINAZIONE	SIC-ZPS	NAT(%)	NAT(ha)
	IT7228230	Lago di Guardialfiera - Foce fiume Biferno	ZPS	0.9	254.5
	IT7222265	Torrente Tona	ZPS	59.4	235.1

Tabella 7-7 - Risultati dell'applicazione dell'indicatore AMB

Nome Intervento	CODICE	DENOMINAZIONE	SIC-ZPS	AMB(%)	AMB(ha)
Elettrodotto 380 kV Paternò Priolo	ITA070029	Biviere di Lentini, tratto mediano e foce del Fiume Simeto e area antistante la foce	ZPS	100.0	39.9
	ITA070001	Foce del Fiume Simeto e Lago Gornalunga	SIC	96.2	22.9
	ITA090020	Monti Climiti	SIC	100.0	70.0
Elettrodotto 380 kV Montecorvino - AvellinoNord - Benevento II	IT8050027	Monte Mai e Monte Monna	SIC	95.4	70.6
	IT8040011	Monte Terminio	SIC	99.8	115.3
	IT8040012	Monte Tuoro	SIC	100.0	9.6
	IT8040021	Picentini	ZPS	81.8	276.4
Elettrodotto 150 kV Castrocuoco - Maratea	IT9210150	Monte Coccovello - Monte Crivo - Monte Crive	ZPS	100.0	35.8
	IT9210150	Monte Coccovello - Monte Crivo - Monte Crive	SIC	100.0	35.8
	IT9210265	Valle del Noce	SIC	93.8	56.9
Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	IT3240028	Fiume Sile dalle sorgenti a Treviso Ovest	SIC	36.9	5.6
	IT3240011	Sile: sorgenti, paludi di Morgano e S. Cristina	ZPS	36.9	5.6
Stazione 220 kV Polpet - BL - Fasce intesa	IT3230083	Dolomiti Feltrine e Bellunesi	ZPS	85.8	14.6
	IT3230083	Dolomiti Feltrine e Bellunesi	SIC	85.8	14.6
	IT3230044	Fontane di Nogare'	SIC	100.0	12.0
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	ITA060001	Lago Ogliastro	SIC	1.0	0.6
	ITA060014	Monte Chiapparo	SIC	40.2	4.4

Nome Intervento	CODICE	DENOMINAZIONE	SIC-ZPS	AMB(%)	AMB(ha)
	ITA020024	Rocche di Ciminna	SIC	40.8	30.1
	ITA050009	Rupe di Marianopoli	SIC	0.4	0.3
	ITA050002	Torrente Vaccarizzo (tratto terminale)	SIC	56.9	108.1
Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	IT5320009	Fiume Esino in località Ripa Bianca	ZPS	100.0	4.6
	IT5320009	Fiume Esino in località Ripa Bianca	SIC	100.0	4.6
	IT5310022	Fiume Metauro da Piano di Zucca alla foce	ZPS	56.6	60.7
	IT5310022	Fiume Metauro da Piano di Zucca alla foce	SIC	56.6	60.7
	IT5340004	Montagna dei Fiori	ZPS	100.0	0.2
	IT5340004	Montagna dei Fiori	SIC	100.0	0.2
	IT7120213	Montagne dei Fiori e di Campli e Gole del Salinello	SIC	100.0	0.4
	IT5340015	Montefalcone Appennino - Smerillo	SIC	62.7	20.0
	IT7120201	Monti della Laga e Lago di Campotosto	SIC	40.5	0.9
	IT7110128	Parco Nazionale Gran Sasso - Monti della Laga	ZPS	86.3	575.7
	IT5340005	Ponte d'Arlì	SIC	75.7	164.0
	IT5340007	S. Gerbone	SIC	100.0	0.1
	IT5310028	Tavernelle sul Metauro	ZPS	24.6	384.7
IT5310015	Tavernelle sul Metauro	SIC	50.0	344.1	
Riassetto rete nord Calabria	IT9210275	Massiccio del Monte Pollino e Monte Alpi	ZPS	70.9	50.6
	IT9310303	Pollino e Orsomarso	ZPS	58.5	31.6
Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	IT7222213	Calanchi di Montenero	SIC	9.3	0.3
	IT9110002	Valle Fortore, Lago di Occhito	SIC	8.3	92.2

Tabella 7-8 - Risultati dell'applicazione degli indicatori HAB1, HAB2 e SPEC (interventi a livello attuativo)

Regione	Nome Intervento	Codice	Denominazione	SIC ZPS	HAB1	HAB2	SPEC
VENETO	Stazione 220 kV Polpet - BL - Fasce intesa	IT3230044	Fontane di Nogare'	SIC	-	-	20
		IT3230083	Dolomiti Feltrine e Bellunesi	SIC ZPS	6	1	62
	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	IT3240011	Sile: sorgenti, paludi di Morgano e S. Cristina	ZPS	1	1	41
		IT3240028	Fiume Sile dalle sorgenti a Treviso Ovest	SIC	1	1	42
BASILICATA	Riassetto rete nord Calabria	IT9210275	Massiccio del Monte Pollino e Monte Alpi	ZPS	3	-	26
CALABRIA	Riassetto rete nord Calabria	IT9310303	Pollino e Orsomarso	ZPS	5	1	23
SICILIA	Elettrodotto 380 kV Paternò - Priolo	ITA070001	Foce del Fiume Simeto e Lago Gornalunga	SIC	2	-	81
		ITA070029	Biviere di Lentini, tratto mediano e foce del Fiume Simeto e area antistante la foce	ZPS	2	-	82
		ITA090020	Monti Climiti	SIC	1	-	16

7.7.3 Risultati

La potenziale interferenza degli interventi a livello strutturale e attuativo del PdS 2010 nel suo complesso sulla Rete Natura 2000 è riconducibile a 14 interventi:

Tabella 7-9 - Interventi che interessano siti della Rete Natura 2000

Nome intervento	Sito	Regione Biogeografica	Numero
Sviluppo aree metropolitane – Roma	SIC	Mediterranea	1
Razionalizzazione di Arezzo	SIC	Mediterranea	1
Raccordi di Candela	SIC	Mediterranea	1
	ZPS	Mediterranea	1
Potenziamento AT tra Terni e Roma	SIC	Mediterranea	1
	ZPS	Mediterranea	1
Elettrodotto 380 kV Paternò Priolo	SIC	Mediterranea	7
	ZPS	Mediterranea	2
Elettrodotto 380 kV Montecorvino - AvellinoNord - Benevento II	SIC	Mediterranea	5
	ZPS	Mediterranea	1
Elettrodotto 150 kV Castrocuoco – Maratea	SIC	Mediterranea	2
	ZPS	Mediterranea	1
Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	SIC	Continentale	2
	ZPS	Continentale	2
Stazione 220 kV Polpet - BL - Fasce intesa	SIC	Alpina	7
	ZPS	Alpina	1
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi –Ciminna	SIC	Mediterranea	9
	ZPS	Mediterranea	1
Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	SIC	Alpina	2
	SIC	Continentale	16
	ZPS	Alpina	1

	ZPS	Continentale	6
Sviluppo aree metropolitane - Milano	SIC	Continentale	1
Riassetto rete nord Calabria	SIC	Mediterranea	1
	ZPS	Mediterranea	2
Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	SIC	Continentale	1
	SIC	Mediterranea	16
	ZPS	Mediterranea	3

Tutti e 14 gli interventi, o più precisamente, i rispettivi corridoi o fasce di fattibilità, presentano potenziali interferenze dirette o indirette con Siti Natura 2000. Alcuni siti non sono direttamente interessati dalla presenza della fascia o del corridoio, ma vengono considerati nelle statistiche in virtù della loro vicinanza (fino a 2,5 km).

Complessivamente gli habitat di interesse comunitario direttamente e potenzialmente interferiti dagli interventi in fase attuativa sono 102, di cui 21 prioritari:

Tabella 7-10 – Tipologie di habitat potenzialmente interferiti

cod	Nome	Num.	Prioritari
1	HABITAT COSTIERI E VEGETAZIONE ALOFITICHE	12	2
11	Acque marine e ambienti a marea	2	2
12	Scogliere marittime e spiagge ghiaiose	2	-
14	Paludi e pascoli inondati mediterranei e termo-atlantici	6	-
2	DUNE MARITTIME E INTERNE	8	-
21	Dune marittime delle coste atlantiche, del Mare del Nord e del Baltico	4	-
22	Dune marittime delle coste mediterranee	4	-
3	HABITAT D'ACQUA DOLCE	10	-
31	Acque stagnanti	3	-
32	Acque correnti - tratti di corsi d'acqua a dinamica naturale o seminaturale (letti minori, medi e maggiori) in cui la qualità dell'acqua non presenta alterazioni significative	7	-
40	Lande e arbusteti temperati	2	1
4	LANDE E ARBUSTETI TEMPERATI	2	1
5	MACCHIE E BOSCAGLIE DI SCLEROFILLE (MATORRAL)	6	-
51	Arbusteti submediterranei e temperati	2	-
52	Matorral arborescenti mediterranei	1	-
53	Boscaglie termo-mediterranee e pre-steppiche	2	-

cod	Nome	Num.	Prioritari
54	Phrygane	1	-
6	FORMAZIONI ERBOSE NATURALI E SEMINATURALI	21	5
61	Formazioni erbose naturali	1	-
62	Formazioni erbose secche seminaturali e facies coperte da cespugli	9	5
63	Boschi di sclerofille utilizzati come terreni di pascolo (dehesas)	1	-
64	Praterie umide seminaturali con piante erbacee alte	8	-
65	Formazioni erbose mesofile	2	-
7	TORBIERE ALTE, TORBIERE BASSE E PALUDI BASSE	10	4
72	Paludi basse calcaree	10	4
8	HABITAT ROCCIOSI E GROTTI	9	1
81	Ghiaioni	3	-
82	Pareti rocciose con vegetazione casmofitica	6	1
9	FORESTE	24	8
91	Foreste dell'Europa temperata	7	3
92	Foreste mediterranee caducifoglie	9	3
93	Foreste sclerofille mediterranee	3	-
94	Foreste di conifere delle montagne temperate	2	-
95	Foreste di conifere delle montagne mediterranee e macaronesiche	3	2

I risultati delle analisi e dei calcoli degli indicatori mostrano infine come:

- il numero netto totale di Siti Natura 2000 anche indirettamente potenzialmente interessati da corridoi o fasce è pari a 85 di cui 63 SIC, 12 ZPS e 10 sia SIC che ZPS (numero totale dei Siti Natura 2000 in Italia: 2.564, di cui 321 sono sia SIC che ZPS; *fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*);
- la superficie totale di Siti Natura 2000 direttamente e potenzialmente interessata da corridoi o fasce è pari ad una superficie al netto della sovrapposizione di SIC e ZPS di 7.756 ettari (superficie totale dei Siti

Natura 2000 in Italia: 7.599.899 ettari; fonte: *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*);

- il numero totale di siti direttamente interferiti dalle aree di intervento a livello strutturale e attuativo è di 42, 6 dei quali classificati sia come SIC che ZPS;;
- nell'ambito di 34 dei 42 Siti Natura 2000 direttamente e potenzialmente interferiti, i corridoi e le fasce interessano complessivamente 1.244 ettari nei SIC e 1.480 ettari nelle ZPS (e 2.608 ettari complessivi al netto delle sovrapposizioni) di territori boscati ed ambienti seminaturali + corpi idrici (a maggiore valenza ambientale); negli altri 9 siti tali ambienti non interferiscono direttamente con corridoi e fasce di fattibilità;

È opportuno specificare che la superficie effettivamente interessata da un elettrodotto è molto minore, rispetto alle aree utilizzate per l'applicazione degli indicatori (corridoi o fasce di fattibilità); inoltre è discontinua, in quanto limitata alla base dei sostegni, che si susseguono ogni 400 m circa e, più precisamente, ai quattro piedi di ogni singolo sostegno.

Pur non essendo possibile quantificare, in prima analisi, la reale superficie di Siti Natura 2000 che sarà concretamente interessata da opere, aree di cantiere, piste e strade di accesso, è tuttavia possibile fare una stima qualitativa, facendo osservare quanto segue:

- le fasce di rispetto degli elettrodotti, una volta realizzati, hanno un'ampiezza variabile, in funzione della tensione, dai 40 ai 100 metri; la striscia di territorio fisicamente occupata dall'elettrodotto è larga al massimo 10-20 m; la stima delle interferenze di cui sopra, invece, è stata calcolata considerando l'ampiezza dei corridoi, variabile da alcune centinaia di metri a qualche chilometro, o delle fasce di fattibilità, larghe fino a 200 metri; pertanto, la superficie dei siti Natura 2000 che sarà effettivamente interessata dall'infrastruttura elettrica, sarà molto minore di quella attualmente interessata dai rispettivi corridoi o fasce di fattibilità;
- i sostegni occupano usualmente superfici molto limitate (per linee elettriche a 380 kV, le più grandi, mediamente pari a 150 m² in fase di esercizio e a 250 m² in fase di cantiere);
- i cantieri sono strettamente limitati alle aree limitrofe ai sostegni (non sono previsti infatti lavorazioni importanti per sbancamenti, modellamenti di terreno, movimenti terra o altre attività tali da prevedere grandi aree di cantiere);
- i sostegni sono localizzati sul territorio in modo da limitare al massimo l'apertura di nuove strade e piste di accesso e sono distanti gli uni dagli altri tra i 200 metri e i 500 metri;
- alcuni interventi comportano anche la demolizione di linee elettriche o la loro ottimizzazione anche dal punto di vista ambientale; in diversi casi è possibile la riduzione del numero di sostegni che interessano la Rete Natura 2000;
- nella valutazione delle alternative per l'individuazione di corridoi e fasce viene tenuta nell'opportuna considerazione la presenza di Siti Natura 2000; tale considerazione ricorre sia nella fase di studio ambientale (la presenza di SIC e ZPS è un elemento di Repulsione al passaggio di linee elettriche), che durante le fasi di concertazione con gli Enti locali.

Inoltre, l'approccio di Terna in fase di progettazione degli interventi e di redazione dei relativi Studi di Impatto Ambientale e relazioni per la Valutazione di Incidenza comporta che siano prese tutte le misure opportune al fine di evitare:

- aree interessate da Siti Natura 2000;
- aree interessate da habitat di interesse comunitario, con maggiore attenzione per i prioritari;
- ambiti utilizzati da specie di interesse comunitario, con maggiore attenzione per le prioritarie;

- in generale, compatibilmente con le esigenze tecniche e progettuali, territori boscati ed ambienti seminaturali.

Infine, laddove necessario, saranno adottate tutte le necessarie misure di mitigazione e/o compensazione e saranno effettuati i monitoraggi previsti al fine di ottimizzare le misure stesse (cfr. paragrafi seguenti).

Si ribadisce che, in fase autorizzativa, gli Studi di Impatto Ambientale e le relazioni per la Valutazione di Incidenza saranno redatti in modo tale da approfondire tutti gli aspetti per i quali, nel presente documento, non è possibile effettuare analisi quantitative.

7.8 Mitigazioni e compensazioni ambientali

Si conferma quanto indicato nel RA 2008 (cap. 16), al quale pertanto si rimanda.

7.9 Monitoraggio delle mitigazioni e compensazioni ambientali

Si conferma quanto indicato nel RA 2008 (cap. 16), al quale pertanto si rimanda.

7.10 Conclusioni

Considerando che:

- gli obiettivi dello sviluppo della RTN non contrastano con gli obiettivi di conservazione della Rete Natura 2000, ma piuttosto tendono sempre di più ad integrarsi efficacemente con essi e più in generale con gli obiettivi generali della sostenibilità ambientale;
- in Italia sono stati individuati 2.288 SIC (4.542.986 ettari) e 597 ZPS (4.389.722 ettari); in 321 siti SIC e ZPS coincidono da cui il numero totale netto di siti che è 2.564 per una superficie complessiva al netto delle sovrapposizioni SIC/ZPS di 7.599.899 ettari;
- il numero di interventi del PdS che interessano potenzialmente la Rete Natura 2000 perché posti a distanza fino a 2500 m dall'area di intervento al livello strutturale o attuativo è pari a 14;
- il numero dei siti potenzialmente interessati dal PdS 2010 è pari a 85, di cui 63 SIC e 12 ZPS e 10 SIC e ZPS coincidenti;
- il numero totale netto di siti direttamente interferiti (interventi a livello strutturale e attuativo) è pari a 42, di cui 28 come SIC, 8 come ZPS e 6 come SIC e ZPS coincidenti;
- nel PdS 2010 sono individuati 223 interventi, di cui 43 nuovi e 180 già proposti in Piani precedentemente approvati; questi ultimi sono caratterizzati come descritto nella seguente tabella:

Tabella 7-11 – Interventi del PdS 2010, sezione II e interferenza coi Siti Natura 2000

Caratteristiche interventi	Numero interventi	Valore percentuale su tutti gli interventi presenti in Piani precedenti
Privi di potenziali effetti significativi sull'ambiente	37	21%
Fuori dall'ambito di VAS,	69	38%
da avviare in concertazione	36	20%
in concertazione, di cui:	38	21%
senza potenziale interferenza con siti Natura 2000	24	13%

con potenziale interferenza con siti Natura 2000	14	8%
Totale	180	100%

- pertanto sono solo 14 (8% degli interventi presenti nel Piano 2010, sezione II) gli interventi in fase di concertazione che hanno una potenziale interferenza con i siti Natura 2000;
- l'interferenza del PdS con la Rete Natura 2000 si può pertanto definire marginale, sia nel numero degli interventi, che sono solo 14, sia per il fatto che 5 interventi del PdS 2010 non interferiscono direttamente con i siti Natura 2000, ma si avvicinano ad essi;
- l'interferenza del PdS con la Rete Natura 2000 è stata calcolata in relazione ai corridoi ed alle fasce di fattibilità, che hanno un'ampiezza molto maggiore di quella che sarà la reale occupazione di suolo da parte dell'intervento;
- in fase di concertazione è possibile ridurre ulteriormente, se non evitare completamente, le potenziali interferenze al momento ipotizzate;
- sono state individuate congrue misure di mitigazione, atte a ridurre gli effetti negativi delle infrastrutture della rete elettrica nazionale sugli habitat e le specie di interesse comunitario;
- sono state 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;
- l'interesse pubblico è rilevante se, paragonato alla fondamentale valenza degli obiettivi perseguiti dalla direttiva Habitat, esso risulti prevalente e rispondente ad un interesse a lungo termine;

Per tutto quanto sopra esposto si ritiene di poter ragionevolmente affermare che il PdS 2010 della RTN non eserciti delle incidenze significative sull'integrità strutturale e funzionale della Rete Natura 2000.

Si rammenta ancora una volta che, all'interno della procedura di VIA dei progetti, nell'ambito dello Studio per la Valutazione d'Incidenza delle singole opere che compongono il Piano, saranno effettuati le analisi e gli approfondimenti richiesti per quella scala di dettaglio.

BIBLIOGRAFIA

Politiche e riferimenti legislativi

- Accordo dell'Aja del 15 agosto 1996 sulla conservazione degli uccelli acquatici migratori dell'Africa-Eurasia.
- COM(2001) 580. Comunicazione della Commissione sull'attuazione della prima fase del Programma europeo per il cambiamento climatico.
- COM(2006) 302. Un piano d'azione dell'UE per le foreste.
- COM(2007) 354 Libro verde della Commissione, del 29 giugno 2007, sull'adattamento ai cambiamenti climatici in Europa: quali possibilità di intervento per l'UE.
- COM(2008) 30 Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa.
- Convenzione europea per la salvaguardia del patrimonio archeologico, La Valletta 1992.
- Decreto Legislativo 24 marzo 2006, n. 156. Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in relazione ai beni culturali.
- Decreto Legislativo 24 marzo 2006, n. 157. Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in relazione al paesaggio.
- Decreto Legislativo 19 giugno 2006, n. 140 Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto.
- Decreto 20/04/2005 del Ministero delle Attività Produttive. Fissazione, ai soli fini del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, della data di entrata a regime del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- Decreto 23/02/2006, n. 74 del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio. Assegnazione e rilascio delle quote di CO2 per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto stabilito dall'articolo 11, paragrafo 1 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- Decreto 05/07/2007 del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare. Elenco delle zone di protezione speciale (ZPS) classificate ai sensi della direttiva 79/409/CEE
- Decreto 17/10/2007 del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare. Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone speciali di conservazione (ZSC) e a Zone di protezione speciale (ZPS).
- Decreto 26/03/2008 del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare. Primo elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica alpina in Italia, ai sensi della direttiva 92/43/CEE.
- Decreto 01/04/2008 del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare. Istituzione del Registro nazionale dei serbatoi di carbonio agroforestali.
- Direttiva 2003/87/CE Del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio.
- Direttiva 2008/118/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 dicembre 2006 sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento.
- Direttiva 2008/335/CE. Decisione della Commissione che adotta a norma della direttiva 92/43/CEE del Consiglio, il primo elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica mediterranea.
- .Legge 5 agosto 1981, n. 503. Ratifica ed esecuzione della convenzione di Berna del 19 settembre 1979.
- Legge 11 febbraio 1992, n. 157. Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio.
- Legge 25 gennaio 2003, n. 42. Ratifica ed esecuzione della convenzione di Bonn, del 23 giugno 1979.
- Legge 9 gennaio 2006, n. 14. Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea sul paesaggio, fatta a Firenze il 20 ottobre 2000.
- Legge 6 febbraio 2006, n. 66. Adesione della Repubblica italiana all'Accordo sulla conservazione degli uccelli acquatici migratori dell'Africa - EURASIA, con Allegati e Tabelle, fatto a L'Aja il 15 agosto 1996.
- Raccomandazione 3 dicembre 2004, n. 110. On minimizing adverse effects of above-ground electricity transmission facilities (power lines) on birds.
- Risoluzione del Consiglio Europeo sulla qualità architettonica dell'ambiente urbano e rurale. 13982/00 12 gennaio 2001.

Pubblicazioni

ENEA (2006). Rapporto Energia e Ambiente.

European Commission (2006). European SmartGrids Technology Platform, Vision and Strategy for Europe's Electricity of the Future.

ICNIRP (1998, 2002). Guidelines for limiting exposure to time varying electric, magnetic and electromagnetic fields (up to 300 Oxford Brooks University (2001). Assessment of plans and projects significantly affecting Natura 2000 sites – Methodological guidance on the provisions of Article 6(3) and 6(4) of the "Habitats" Directive 92/43/ECC.

Penteriani V (1998). L'impatto delle linee elettriche sull'avifauna. Serie scientifica n. 4. Ed. WWF Italia.

INDICE FIGURE

Figura 5.1 - Regioni firmatarie del Protocollo d'Intesa per la VAS della RTN.....	54
Figura 5.2 - Distribuzione della RTN e variazioni previste nel PdS 2010 circa la consistenza della RTN (km di terne) ..	114
Figura 7-1 - Regioni biogeografiche italiane.....	124
Figura 7-2 - Distribuzione territoriale tipologie siti Natura 2000 nei macroambiti biogeografici	131
Figura 7-3 - Distribuzione territoriale delle macroalternative a livello strategico nei tre macroambiti	139

INDICE TABELLE

Tabella 1-1- Modifiche e integrazioni apportate al Rapporto Ambientale 2009	7
Tabella 2-1 - Integrazione delle politiche di riferimento a livello internazionale e nazionale.....	10
Tabella 2-2 – Modificazioni ai Criteri ERPA avvenute nel corso del 2009.....	20
Tabella 2-3 - Modifiche intervenute sugli indicatori per la valutazione delle alternative	23
Tabella 2-4 - Modifiche intervenute sugli indicatori per la valutazione delle alternative	24
Tabella 2-5 - Indicatori per la valutazione delle alternative per razionalizzazioni	25
Tabella 2-6 - Dati già considerati da Terna	27
Tabella 2-7 - Fonti di dati georiferiti disponibili a livello nazionale	28
Tabella 3-1 - Andamento della domanda di energia, del PIL e dell'intensità elettrica nello scenario di riferimento.....	30
Tabella 3.2 - Stato di avanzamento dei piani energetici.....	33
Tabella 3.3 – Percentuale di impiego delle fonti rinnovabili rispetto alla richiesta di energia elettrica	34
Tabella 4-1 - Obiettivi del Piano di Sviluppo.....	36
Tabella 4-2 - Nuovi interventi di sviluppo (Sezione I)	38
Tabella 4-3 - Suddivisione geografica dei nuovi interventi (sezione I PdS).....	39
Tabella 4-4 - Suddivisione per finalità dei nuovi interventi di sviluppo.....	39
Tabella 4-5 - Interventi di sviluppo appartenenti a piani già approvati (Sezione II)	41
Tabella 4-6 - Suddivisione geografica degli interventi della Sezione II e numero totale di interventi del PdS (I valori percentuali si riferiscono al totale dei 223 interventi del PdS 2010)	48
Tabella 4-7 - Classificazione degli interventi previsti della Sezione II del PdS.....	48
Tabella 5-1 - Corrispondenza tra declinazione degli obiettivi di Piano, indicazioni di sostenibilità e sistema di indicatori.	50
Tabella 5-2 - Numeri della concertazione.....	55
Tabella 5-3 – Interventi considerati nella valutazione di coerenza interna del piano.....	56
Tabella 5-4 – Interventi considerati nella valutazione di coerenza interna del piano.....	58
Tabella 5-5 - Indicatori per la valutazione complessiva degli interventi di piano	59
Tabella 5-6 – L'indicatore di piano Tec_01: Riduzione del rischio di disservizio elettrico.....	60
Tabella 5-7– L'indicatore di piano Tec_02: Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete	62
Tabella 5-8 – L'indicatore di piano Tec_03 Rimozione dei limiti di produzione	64
Tabella 5-9 – L'indicatore di piano Tec_06 per gli interventi	66
Tabella 5-10 – L'indicatore di piano Tec_07 Non-linearità	68
Tabella 5-11 – L'indicatore di piano Tec_08 Interferenze con infrastrutture.....	70
Tabella 5-12 – L'indicatore di piano Amb_14 Aree ad elevata pericolosità idrogeologica.....	72
Tabella 5-13 – Gli indicatori di piano dell'area Tecnica calcolati sulle aree di intervento regionali complessive	74
Tabella 5-14 – L'indicatore di piano Eco_01: Riduzione delle perdite di rete	76
Tabella 5-15 – L'indicatore di piano Eco_02: Riduzione delle congestioni.....	78
Tabella 5-16 – L'indicatore di piano Eco_04: Profittabilità.....	80
Tabella 5-17 – Gli indicatori di piano dell'area Economica calcolati sulle aree di intervento regionali complessive	82
Tabella 5-18 – L'indicatore di piano Soc_01 Qualità del servizio	84

Tabella 5-19 – L'indicatore di piano Soc_02: Pressione relativa dell'intervento	86
Tabella 5-20 – L'indicatore di piano Soc_03/Ter_07: Urbanizzato - Edificato	88
Tabella 5-21 – L'indicatore di piano Soc_04: Aree idonee per rispetto CEM	90
Tabella 5-22 – L'indicatore di piano Amb_01: Aree di valore culturale e paesaggistico.....	92
Tabella 5-23 – L'indicatore di piano Amb_06: Aree con buona capacità di mascheramento	94
Tabella 5-24 – L'indicatore di piano Amb_07: Aree con buone capacità di assorbimento visivo.....	96
Tabella 5-25 – L'indicatore di piano Amb_08: Visibilità dell'intervento	98
Tabella 5-26 – Gli indicatori di piano dell'area Sociale calcolati sulle aree di intervento regionali complessive.....	100
Tabella 5-27 – L'indicatore di piano Amb_09: Aree di pregio per la biodiversità di ordine	102
Tabella 5-28 – L'indicatore di piano Ter_03: Aree preferenziali	104
Tabella 5-29 – Gli indicatori di piano dell'area Ambientale calcolati sulle aree di intervento regionali complessive.....	106
Tabella 5-30 – Valori degli indicatori per gli interventi di razionalizzazione.....	107
Tabella 5-31 - Esclusione, Repulsione e Attrazione degli interventi in concertazione nel Piano 2010.....	108
Tabella 5-32 - Suddivisione in classi per la categoria Repulsione.....	113
Tabella 5-33 - Dettaglio delle tipologie di linee della RTN (km di terne).....	114
Tabella 5-34 - Dettaglio delle stazioni elettriche della RTN.....	115
Tabella 5-35 - Dettaglio delle tipologie di linee previste nei nuovi interventi del PdS 2010 (km di terne).....	115
Tabella 6-1 - Monitoraggio per gli elettrodotti	120
Tabella 6-2 - Monitoraggio per le stazioni	121
Tabella 7-1 Indicatori per la VINCA proposti dal gruppo di lavoro 3 del Tavolo VAS nazionale.....	126
Tabella 7-2 numero di siti per tipologia (sensu "Manuale di gestione siti Natura 2000") presenti nei tre macroambiti biogeografici.....	132
Tabella 7-3 - Distribuzione nei macroambiti delle specie di interesse comunitario e prioritarie.....	133
Tabella 7-4 - Distribuzione nei macroambiti degli interventi a livello strategico (macroalternative).....	139
Tabella 7-5 - Interventi del PdS 2009 che interessano potenzialmente (in fase strutturale o attuativa) Siti Natura 2000.....	142
Tabella 7-6 - Risultati dell'applicazione dell'indicatore NAT	147
Tabella 7-7 - Risultati dell'applicazione dell'indicatore AMB.....	150
Tabella 7-8 - Risultati dell'applicazione degli indicatori HAB1, HAB2 e SPEC (interventi a livello attuativo).....	152
Tabella 7-9 - Interventi che interessano siti della Rete Natura 2000	152
Tabella 7-10 – Tipologie di habitat potenzialmente interferiti	153
Tabella 7-11 – Interventi del PdS 2010, sezione II e interferenza coi Siti Natura 2000.....	156

ACRONIMI

AAT	Altissima Tensione: tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV, corrispondente sulla RTN a 220 e 380 kV
APAT	Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i servizi Tecnici
APPA	Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente
ARPA	Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente
ASL	Azienda Sanitaria Locale
AT	Alta Tensione: tensione nominale tra le fasi non inferiore a 20 kV e non superiore a 150 kV, corrispondente sulla RTN a 130-150 kV
BT	Bassa tensione: tensione nominale tra le fasi non superiore a 1 kV
CEM	Campi Elettrici e Magnetici
CP	Cabina primaria
CS	Cabina secondaria
ELF	Frequenza estremamente bassa (Extremely Low Frequency)
ERPA	(criteri di) Esclusione Repulsione Problematicità e Attrazione
GRTN	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
HVDC	corrente continua ad alta tensione (High-Voltage Direct Current)
IBA	Important Bird Areas
LIPU	Lega Italiana per la Protezione Uccelli
MATT	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MiBAC	Ministero per i Beni e le Attività Culturali
MGP	Mercato del giorno prima
MSD	Mercato Servizio Dispacciamento
MSE	Ministero per lo Sviluppo Economico
MIT	Ministero Infrastrutture e Trasporti
OMS	Organizzazione Mondiale della Sanità
PdS	Piano di Sviluppo
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SEN	Sistema Elettrico Nazionale
SIC	Siti di Interesse Comunitario
SITAP	Sistema Informativo Territoriale, Ambientale e Paesaggistico
TSO	Transmission System Operator
VAS	Valutazione Ambientale Strategica
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
ZPE	Zone di Protezione Ecologica

ZPS Zone di Protezione Speciale
ZSC Zone Speciali di Conservazione

GLOSSARIO

Congestione	condizione in cui una rete elettrica di trasmissione ha una capacità di trasporto inferiore a quella necessaria per il transito di energia economicamente più conveniente
Dispacciamento	attività diretta ad impartire disposizioni per l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della RTN, delle reti ad essa connessa e dei servizi ausiliari del sistema elettrico
Elettrodotto	(anche, Linea) impianto che collega due stazioni elettriche o una stazione ed un punto di immissione o prelievo di energia. È costituito da conduttori elettrici (ad es. terna di conduttori in corrente alternata trifase), organi di sostegno per le linee aeree (sostegni o isolatori), funi di guardia ed altri componenti necessari al corretto funzionamento elettrico e meccanico dell'installazione. Una linea ospita comunemente uno o più circuiti elettrici (linea a singola o doppia terna).
Fascia di asservimento	area di servitù attribuita a Terna nell'ambito dell'esercizio quotidiano della rete. L'ampiezza della fascia varia in funzione della tensione, e rispetto all'asse linea corrisponde a circa 15m per parte per un 132kV, a circa 20m per un 220kV e a circa 25m per un 380kV.
Fascia di rispetto	in prima approssimazione, è costituita dall'area in cui non si possono edificare case di civile abitazione, uffici, scuole ed in genere ogni edificio occupato per più di 4 ore al giorno. L'ampiezza della fascia è proporzionale alla corrente di normale esercizio dell'elettrodotto; dal momento in cui il valore di tale corrente, fissata la potenza richiesta dal carico, dipende dalla tensione di esercizio dell'elettrodotto, si può anche dire che l'ampiezza della fascia è funzione della tensione; essa può variare da un minimo di 40 metri a un massimo di 100 metri. Ai sensi del DPCM 8 luglio 2003, il metodo di calcolo per la determinazione della fascia di rispetto è stato definito da APAT (ora ISPRA) ed emanato con il DM 29 maggio 2008. Intervento unità funzionale di riferimento per il PdS, composta da azioni correlate allo sviluppo della RTN a seguito di particolari esigenze in una determinata area. Consiste nella realizzazione, potenziamento, riclassamento, demolizione, dismissione di elettrodotti, stazioni, cavi; tali interventi possono essere integrati, ove opportuno, da razionalizzazioni e da misure per la riqualificazione elettrica
Interconnector	soggetti proponenti interconnessioni elettriche ai sensi dell' art. 32 della Legge n. 99 del 23 luglio 2009
Merchant Line	interconnessioni elettriche private con l'estero di cui al decreto del Ministero delle Attività Produttive 21 ottobre 2005
Rete	strumento che consente di trasportare ai centri di distribuzione e consumo l'energia elettrica prodotta ed immessa sulla rete dagli impianti di generazione e quella importata dall'estero

Rete primaria	linee e stazioni a 380 e 220 kV (rete AAT)
Rete secondaria	linee e stazioni a 150 e 132-120 kV direttamente funzionali al trasporto delle produzioni di centrali con potenza elettrica apparente maggiore di 10 MVA (rete AT)
Riclassamento	intervento di conversione di elettrodotti esistenti a una tensione superiore. Generalmente avviene attraverso la sostituzione di conduttori e sostegni con elementi di maggiori dimensioni (sia in altezza che in larghezza) e quindi di maggiore ingombro
Riqualficazione	intervento che consente la riduzione dell'esposizione ai campi elettromagnetici della popolazione. Ad esempio, innalzamento dei sostegni, sostituzione dei conduttori o trasposizione delle fasi degli stessi, smantellamento del tratto di linea prossima ai ricettori e spostamento del tracciato, ricostruzione in cavo per un tratto limitato ai ricettori esposti, rinnovo o ammodernamento degli impianti esistenti
Riserva di potenza	quota di potenza del parco di generazione che deve soddisfare lo squilibrio tra produzione e carico dovuto a variazioni aleatorie del fabbisogno, errori di previsione del fabbisogno, indisponibilità imprevista di generazione (ad esempio per avarie) e variazioni impreviste nei programmi di scambio con l'estero
Servizi ausiliari	servizi necessari per la gestione di una rete di trasmissione o di distribuzione quali, esemplificativamente, i servizi di regolazione di frequenza, riserva, potenza reattiva, regolazione della tensione e riavviamento della rete
Sovraccarico	condizione in cui si trova un elemento della rete che ha raggiunto e superato i limiti di carico previsti per il suo corretto funzionamento o utilizzo
Stazione elettrica	elemento di una rete contenuto in un sito delimitato e chiuso che ha la funzione di ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete, di trasferire l'energia elettrica tra reti a tensioni diverse, di trasformare l'energia elettrica alla più bassa tensione fruibile dall'utente
Tensione	differenza di potenziale elettrico tra due elementi della rete
Media (MT)	tensione nominale di valore compreso tra 1 e 35 kV
Alta (AT)	tensione nominale di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV
Altissima (AAT)	tensione nominale di valore superiore a 220 kV
Terna (di conduttori)	circuito elettrico, costituito da tre conduttori per il trasporto della corrente alternata trifase, collegante elettricamente due diversi nodi della rete di trasmissione o un nodo ed un punto di immissione e di prelievo dell'energia
Trasformatore	macchina elettrica utilizzata per il collegamento e il trasferimento di energia tra reti a livelli di tensione diversi

Vincoli di rete

limitazioni strutturali della rete di trasmissione che impediscono di sfruttare a pieno le potenzialità del sistema di produzione

ALLEGATO A

-

SCHEDE DI APPROFONDIMENTO DEGLI INDICATORI PER LA VALUTAZIONE DI SOLUZIONI LOCALIZZATIVE

1.1	DIMENSIONE TECNICA	3
1.1.1	TEC_01: RIDUZIONE DEL RISCHIO DI DISSERVIZIO ELETTRICO	3
1.1.2	TEC_02: LIVELLO DI SICUREZZA IN CONDIZIONI DEGRADATE DELLA RETE	4
1.1.3	TEC_03: RIMOZIONE DEI LIMITI DI PRODUZIONE.....	5
1.1.4	TEC_06: SUPERFICI A PENDENZA MOLTO ELEVATA	6
1.1.5	TEC_07: NON-LINEARITÀ	7
1.1.6	TEC_08: INTERFERENZE CON INFRASTRUTTURE.....	8
1.1.7	AMB_14: AREE AD ELEVATA PERICOLOSITÀ IDROGEOLOGICA.....	9
1.2	DIMENSIONE ECONOMICA	10
1.2.1	Eco_01: RIDUZIONE DELLE PERDITE DI RETE	10
1.2.2	Eco_02: RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI	12
1.2.3	Eco_03: COSTO INTERVENTO	13
1.2.4	Eco_04: PROFITABILITÀ	14
1.3	DIMENSIONE SOCIALE	16
1.3.1	Soc_01: QUALITÀ DEL SERVIZIO	16
1.3.2	Soc_02: PRESSIONE RELATIVA DELL'INTERVENTO	17
1.3.3	Soc_03/TER_07: URBANIZZATO - EDIFICATO	18
1.3.4	Soc_04: AREE IDONEE PER RISPETTO CEM.....	19
1.3.5	TER_04: AREE AGRICOLE DI PREGIO	20
1.3.6	AMB_01: AREE DI VALORE CULTURALE E PAESAGGISTICO	21
1.3.7	AMB_02: COERENZA CON LA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E PAESAGGISTICA	22
1.3.8	AMB_03 ELEMENTI CULTURALI E PAESAGGISTICI PUNTUALI	22
1.3.9	AMB_04 INTERFERENZA CON LA FRUIZIONE DI BENI CULTURALI E PAESAGGISTICI	22
1.3.10	AMB_05 INTERFERENZA CON AREE DI GRANDE FRUIZIONE PER INTERESSE NATURALISTICO, PAESAGGISTICO E CULTURALE	22
1.3.11	AMB_06: AREE CON BUONA CAPACITÀ DI MASCHERAMENTO.....	23
1.3.12	AMB_07: AREE CON BUONE CAPACITÀ DI ASSORBIMENTO VISIVO	24
1.3.13	AMB_08: VISIBILITÀ DELL'INTERVENTO	25
1.4	DIMENSIONE AMBIENTALE	26
1.4.1	AMB_09: AREE DI PREGIO PER LA BIODIVERSITÀ DI ORDINE NAZIONALE E REGIONALE	26
1.4.2	AMB_10_R: AREE DI PREGIO PER LA BIODIVERSITÀ DI ORDINE LOCALE	27
1.4.3	AMB_11: ATTRAVERSAMENTO DI AREE DI PREGIO PER LA BIODIVERSITÀ DI ORDINE NAZIONALE	28
1.4.4	AMB_12_R: ATTRAVERSAMENTO DI AREE DI PREGIO PER LA BIODIVERSITÀ DI ORDINE LOCALE	29
1.4.5	AMB_13: PATRIMONIO FORESTALE ED ARBUSTETI POTENZIALMENTE INTERESSATI	30
1.4.6	AMB_15: EMISSIONI EVITATE DI GAS CLIMALTERANTI.....	31
1.4.7	AMB_16: RIMOZIONE VINCOLI DI PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI.....	31
1.4.8	TER_03: AREE PREFERENZIALI	32
1.4.9	TER_05: VINCOLI DA PIANIFICAZIONE	33
1.4.10	TER_06: INTERNO ATTRAVERSAMENTO DI AREE VINCOLATE DA PIANIFICAZIONE.....	34
1.5	RAZIONALIZZAZIONE	35
1.5.1	TER_01_RAZ PRESSIONE TERRITORIALE.....	35
1.5.2	AMB_01_RAZ AREE DI PREGIO PER LA BIODIVERSITÀ (VALORE ASSOLUTO).....	36
1.5.3	AMB_02_RAZ AREE DI PREGIO PER LA BIODIVERSITÀ (VALORE PERCENTUALE)	36
1.5.4	AMB_03_RAZ AREE DI VALORE CULTURALE E PAESAGGISTICO (VALORE ASSOLUTO).....	37
1.5.5	AMB_04_RAZ AREE DI VALORE CULTURALE E PAESAGGISTICO (VALORE PERCENTUALE)	37
1.5.6	AMB_05_RAZ IMPATTO VISIVO DELLA RAZIONALIZZAZIONE.....	38

1.1 Dimensione tecnica

1.1.1 Tec_01: Riduzione del rischio di disservizio elettrico

Codice	Tec_01
Obiettivo	Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Qualitativo 0-0.5-1
------------------------	---------------------

Modalità di calcolo	<p>Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio in merito al miglioramento del servizio elettrico, in termini di un minore rischio di disservizio, che è ragionevole prevedere come conseguenza dell'intervento in oggetto (ad es. un rinforzo della rete). Il concetto di "disservizio elettrico" è tipicamente associato a un servizio non erogato in piena continuità (cioè con discontinuità della fornitura elettrica) a causa del verificarsi di eventi che comportano inevitabilmente disalimentazioni d'utenza.</p> <p>L'indicatore viene valutato attraverso una stima del valore dell'energia non fornita (ENF) prima e dopo l'intervento. Tale differenza di ENF viene poi rapportata ai valori assunti da Terna come target di qualità per la continuità del servizio elettrico.</p> <p>Il giudizio sarà BUONO se ci saranno tangibili riduzioni del rischio di disservizio di rete, DISCRETO se le riduzioni sono marginali e SCARSO se non si prevedono miglioramenti significativi.</p> <table border="1"> <tr> <td>Riduzioni tangibili</td> <td>Alto</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Riduzioni marginali</td> <td>Medio</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>Non si prevedono riduzioni significative</td> <td>Basso</td> <td>0</td> </tr> </table>	Riduzioni tangibili	Alto	1	Riduzioni marginali	Medio	0.5	Non si prevedono riduzioni significative	Basso	0
Riduzioni tangibili	Alto	1								
Riduzioni marginali	Medio	0.5								
Non si prevedono riduzioni significative	Basso	0								
Fonti	Dati statistici, stime ed elaborazioni di Terna.									
Note	<p>Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di load-flow mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.</p> <p>Il valore dell'indicatore è legato all'esigenza e in generale non dipende, o dipende solo marginalmente, dalle modalità localizzative con cui essa viene risolta. L'indicatore viene riportato nella scheda-intervento per i livelli strategico, strutturale e attuativo e aggiornato qualora durante il percorso di vita dell'esigenza vengano modificati alcuni degli elementi che ne determinano il valore.</p>									

1.1.2 Tec_02: Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete

Codice	Tec_02
Obiettivo	Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio

Criteria ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Qualitativo; 0 – 0.5 - 1
------------------------	--------------------------

Modalità di calcolo	<p>Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio in merito al miglioramento delle condizioni di servizio della rete in condizioni già degradate (con uno o più elementi della rete fuori servizio) in conseguenza dell'intervento in esame.</p> <p>Si attribuirà BUONO (1) se in seguito alla realizzazione dell'opera si prevede un miglioramento sensibile della sicurezza in condizioni degradate della rete, DISCRETO (0.5) se il miglioramento è marginale e SCARSO (0) se non si prevede un miglioramento significativo.</p>
Fonti	Dati statistici, stime ed elaborazioni di Terna.
Note	<p>Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di load-flow mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.</p> <p>Il valore dell'indicatore è legato all'esigenza e in generale non dipende, o dipende solo marginalmente, dalle modalità localizzative con cui essa viene risolta. L'indicatore viene riportato nella scheda-intervento per i livelli strategico, strutturale e attuativo e aggiornato qualora durante il percorso di vita dell'esigenza vengano modificati alcuni degli elementi che ne determinano il valore.</p>

1.1.3 Tec_03: Rimozione dei limiti di produzione

Codice	Tec_03
Obiettivo	Sicurezza dell'approvvigionamento tramite la soluzione delle criticità e il superamento dei poli limitati di produzione

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Qualitativo; 0 - 0.5 - 1
------------------------	--------------------------

Modalità di calcolo	<p>Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio in merito alla potenza aggiuntiva resa disponibile in seguito alla rimozione dei limiti di produzione che è possibile ottenere tramite l'intervento in oggetto.</p> <p>I limiti di produzione si rendono necessari per alcune centrali a causa del sovraccarico delle linee o della portata insufficiente delle stesse o dell'insufficienza dei collegamenti ad esse funzionali più o meno direttamente; la limitazione della produzione di manifesta comunemente attraverso vincoli di scambio fra zone di mercato e zone virtuali di produzione. Per superare tali limiti si realizzano rinforzi di rete, ossia si aumenta la capacità di trasmissione in sicurezza.</p> <div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> $I = P_2 - P_1$ </div> <p>dove:</p> <p>P_1 e P_2 (MW) indicano la produttività complessiva dei poli produttivi (impianti di produzione di energia elettrica), rispettivamente prima e dopo l'intervento.</p> <p>La stima viene tradotta in una scala qualitativa in base alle seguenti soglie:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="text-align: center;">$I > 20$ MW</td> <td style="text-align: center;">Alto</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">$10 \text{ MW} < I \leq 20$ MW</td> <td style="text-align: center;">Medio</td> <td style="text-align: center;">0.5</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">$0 \text{ MW} < I \leq 10$ MW</td> <td style="text-align: center;">Basso</td> <td style="text-align: center;">0</td> </tr> </table>	$I > 20$ MW	Alto	1	$10 \text{ MW} < I \leq 20$ MW	Medio	0.5	$0 \text{ MW} < I \leq 10$ MW	Basso	0
$I > 20$ MW	Alto	1								
$10 \text{ MW} < I \leq 20$ MW	Medio	0.5								
$0 \text{ MW} < I \leq 10$ MW	Basso	0								
Fonti	Dati statistici, stime ed elaborazioni di Terna.									
Note	<p>Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di load-flow mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.</p> <p>Il valore dell'indicatore è legato all'esigenza e in generale non dipende, o dipende solo marginalmente, dalle modalità localizzative con cui essa viene risolta. L'indicatore viene riportato nella scheda-intervento per i livelli strategico, strutturale e attuativo e aggiornato qualora durante il percorso di vita dell'esigenza vengano modificati alcuni degli elementi che ne determinano il valore.</p> <p>I benefici ambientali connessi alla rimozione dei limiti alla produzione sono valutati dagli indicatori Amb_15 e Amb_16.</p>									

1.1.4 Tec_06: Superfici a pendenza molto elevata

Codice	Tec_06
Obiettivo	Fattibilità tecnica dell'intervento

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Adimensionale 0-1
------------------------	-------------------

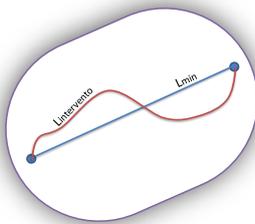
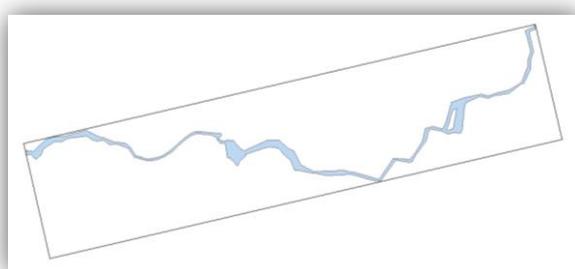
Modalità di calcolo	<p>Fornisce un'indicazione di quanto impervio e quindi tecnicamente difficoltoso, possa essere il percorso individuato per l'alternativa in esame.</p> <p>La valutazione per gli elettrodotti viene calcolata tra 0 (situazione peggiore) ed 1 (situazione migliore) applicando la seguente formula, tramite l'ausilio di software GIS:</p> <p>dove:</p> <p>$S_{P>45\%}$ indica la superficie (kmq) con pendenza maggiore del 45%;</p> <p>$S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento. Le superfici di intervento sono le aree ellissoidali a livello strategico, i corridoi a livello strutturale e le fasce di fattibilità a livello attuativo. Nel passaggio di livello progettuale ci si attende un incremento del valore.</p>
Fonti	Modelli digitali del terreno (DEM) a diversa risoluzione disponibili per l'intero territorio nazionale.
Note	<p>E' possibile classificare il territorio calcolando e visualizzando sulla carta, tramite GIS, le seguenti classi di pendenza P:</p> <ul style="list-style-type: none"> - I classe: superfici con $P < 10\%$ - II classe: superfici con $P < 20\%$ - III classe: superfici con $20\% < P < 45\%$ - IV classe: superfici con $P > 45\%$. <p>Si ricorda che la progettazione di elettrodotti in aree impervie viene di norma affrontata disponendo le linee a mezza costa, al fine di minimizzare le difficoltà tecnico-realizzative e manutentive delle linee stesse.</p> <p>Inoltre, tale approccio tende a ridurre l'impatto paesaggistico derivante dal passaggio di elettrodotti sui crinali delle montagne. Di tale aspetto si tiene conto all'interno dell'indicatore Amb_07.</p>

1.1.5 Tec_07: Non-linearità

Codice	Tec_07
Obiettivo	Fattibilità tecnica dell'intervento

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Adimensionale continuo 0-1
-----------------	----------------------------

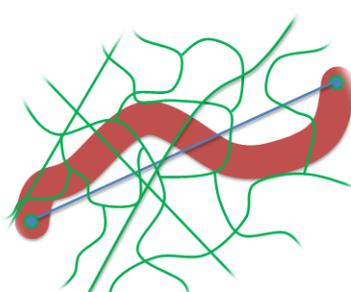
<p>Modalità di calcolo</p>	<p>Indica quanto la realizzazione di un elettrodotto (necessario anche per allacciare una stazione) differisca dalla diretta congiungente tra i due punti di arrivo e partenza.</p> <p>La normalizzazione viene effettuata sulla base della lunghezza di intervento considerata come massima (I=0) che deve essere ottenuta però sulla base di benchmarking che devono essere effettuati sugli interventi nel piano e una lunghezza minima ideale di intervento che corrisponde alla congiungente diretta (I=1). Inizialmente il massimo potrebbe essere posto al doppio della lunghezza minima.</p> <p>L'equazione di calcolo diventa:</p> $I = 1 - \frac{L_{\text{intervento}} - L_{\text{min}}}{L_{\text{max}} - L_{\text{min}}}$  <p>L'estensione ai tre livelli avviene considerando a livello strategico come lunghezza di tracciato un valore pari a quello massimo calcolato (quindi sarà sempre I=0). Questo implica quindi che la non linearità non sarà un indicatore che può discriminare due alternative a livello strategico (a meno che non ci siano macrodeviazioni-più fusi).</p> <p>A livello strutturale la lunghezza di intervento sarà calcolata come il percorso minimo derivabile all'interno del corridoio ottenuto sulla base delle superfici di costo (metodologia ERPA). A livello attuativo può essere considerata la lunghezza della linea mediana della fascia di fattibilità.</p> <p>Per le difficoltà legate al benchmarking ed alla soggettività della stima dei percorsi minimi all'interno delle aree di intervento, il metodo alternativo che è stato utilizzato per la stima della non linearità nel Rapporto ambientale 2010 è calcolare il rettangolo minimo che contiene l'area di intervento e calcolare l'indice come:</p> $I = 1 - \frac{\text{ampiezza rettangolo minimo}}{\text{lunghezza rettangolo minimo}}$ 
Fonti	Dati statistici, stime ed elaborazioni di Terna
Note	L'intervento ideale dal punto di vista tecnico è quello che contiene il minor numero possibile di deviazioni (punti in cui la fascia cambia direzione): quindi che risulti al limite lineare. Nella pratica, ciò non si verifica, almeno non per l'intera lunghezza della linea, ad es. a causa della morfologia del territorio o dell'interferenza con l'edificato o con emergenze culturali.

1.1.6 Tec_08: Interferenze con infrastrutture

Codice	Tec_08
Obiettivo	Fattibilità tecnica dell'intervento

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Km pesati di infrastrutture
------------------------	-----------------------------

Modalità di calcolo	<p>Indica il rischio di interferenza con infrastrutture già presenti e dà una valutazione di fattibilità tecnica dell'intervento. Viene calcolata sul numero di interferenze pesate di infrastrutture. La normalizzazione tra 0 ed 1 può essere effettuata sulla base del numero totale di intersezioni considerate al massimo peso.</p> $I = \frac{\sum X_i p_i}{X_{tot} p_{max}}$ <p>dove: l'indice i denota il tipo di infrastruttura X_i è il numero di attraversamenti di infrastrutture di tipo i, X_{tot} è il numero totale di attraversamenti p_i è il peso attribuito al tipo di infrastruttura i, $p_{max} = 3$</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Infrastruttura (i)</th> <th>Peso (p_i)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ferrovie; Autostrade; Rete AT e AAT; Funivie</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Strade statali; Strade provinciali; Strade comunali</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Gasdotti/Metanodotti; Oleodotti</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	Infrastruttura (i)	Peso (p_i)	Ferrovie; Autostrade; Rete AT e AAT; Funivie	3	Strade statali; Strade provinciali; Strade comunali	2	Gasdotti/Metanodotti; Oleodotti	1
	Infrastruttura (i)	Peso (p_i)							
Ferrovie; Autostrade; Rete AT e AAT; Funivie	3								
Strade statali; Strade provinciali; Strade comunali	2								
Gasdotti/Metanodotti; Oleodotti	1								
<p>Il numero di interferenze X si ottiene mediante operazioni successive in ambiente GIS.</p> <p>Le infrastrutture lineari vengono raggruppate nelle 3 diverse classi di peso ed ogni classe di linee viene combinata separatamente con il poligono relativo alla superficie d'intervento definita al livello localizzativo (fuso, corridoio, fascia).</p> <p>Il numero di possibili interferenze per la singola classe di peso sarà dato dal numero di poligoni così ottenuti meno 1. L'indicatore sarà dato dalla somma delle interferenze pesate, la normalizzazione potrà essere effettuata sulla base della stessa statistica a livello nazionale/regionale o in relazione alla somma delle interferenze totali pesate come fossero tutte in classe 3.</p>									
Fonti	Rete elettrica: dati di Terna e di altri operatori Infrastrutture viarie: database Navstreet Altre infrastrutture: Cartografie regionali, provinciali, comunali								
Note	La normalizzazione rende il valore dell'indicatore dipendente più dal tipo di intersezione che dal numero effettivo di intersezioni.								

1.1.7 Amb_14: Aree ad elevata pericolosità idrogeologica

Codice	Amb_14
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con aree a rischio idrogeologico

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione		Attrazione
	-	R1	R2	-

Unità di misura	Adimensionale 0-1
------------------------	-------------------

Modalità di calcolo	<p>Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree a rischio idrogeologico.</p> $I = 1 - \frac{S_{R1}p_1 + S_{R2}p_2}{S_{intervento}}$ <p>dove:</p> <p>S_{R1} e S_{R2} indicano le superfici (kmq) di aree a pericolosità idraulica, di frana o valanga, per le quali può essere problematico il posizionamento dei sostegni, consentendo ad ogni modo il sorvolo.</p> <p>Le aree sopraindicate viene attribuito peso differente in base al grado di pericolosità indicato nel PAI ed in analogia alla classificazione nei criteri ERPA, secondo il seguente schema:</p> <p>$p_1 = 1$: aree a pericolosità molto elevata e elevata (criterio ERPA R1 = peso 100)</p> <p>$p_2 = 0.7$: aree a pericolosità media e bassa (criterio ERPA R2 = peso 70)</p> <p>$S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p> <p>Come per i precedenti indicatori in caso di sovrapposizione tra diverse tipologie di aree vincolate l'attraversamento viene conteggiato una sola volta, attribuendo il peso maggiore.</p>
Fonti	Autorità di Bacino: PAI, Cartografia regionale e comunale (a seconda della disponibilità)
Note	

1.2 Dimensione Economica

1.2.1 Eco_01: Riduzione delle perdite di rete

Codice	Eco_01
Obiettivo	Riduzione delle perdite e delle congestioni ai fini dell'efficienza del servizio

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Qualitativo
------------------------	-------------

Modalità di calcolo	<p>Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio in merito alla riduzione delle perdite di rete ottenibile grazie all'intervento in esame.</p> <p>Le perdite legate alla trasmissione di energia elettrica corrispondono all'energia elettrica che, immessa nel nodo di partenza di ciascun elettrodotto della rete, non raggiunge il nodo di arrivo.</p> <p>Specifici algoritmi di calcolo effettuano previsioni sul funzionamento della rete previsionale in alta e altissima tensione e consentono di stimare le perdite elettriche prima e dopo l'intervento, a parità di altre condizioni (in particolare produzione e domanda):</p> $I = P_{\text{post}} - P_{\text{pre}}$ <p>dove:</p> <p>P_{pre} e P_{post} indicano le perdite (MWh) sulla rete d'influenza (previsionale) rispettivamente prima dell'intervento e previste a seguito dell'intervento.</p> <p>Nell'analisi si tiene in considerazione tutta la rete; il software di simulazione calcola le perdite, conteggiando il contributo di riduzione delle stesse su quegli elementi in cui si manifesta. Il calcolo del differenziale di perdite viene effettuato "individualmente" per ogni intervento e pertanto non è "sommabile" per più interventi che si influenzano vicendevolmente.</p> <p>La stima viene tradotta in una scala qualitativa in base alle seguenti soglie:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="text-align: center;">$I > 10$ GWh/anno</td> <td style="background-color: #90EE90; text-align: center;">Alto</td> <td style="background-color: #90EE90; text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">$1 \text{ GWh/anno} < I \leq 10$ GWh/anno</td> <td style="background-color: #FFD700; text-align: center;">Medio</td> <td style="background-color: #FFD700; text-align: center;">0.5</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">$0 \text{ GWh/anno} < I \leq 1$ GWh/anno</td> <td style="background-color: #FF4500; text-align: center;">Basso</td> <td style="background-color: #FF4500; text-align: center;">0</td> </tr> </table>	$I > 10$ GWh/anno	Alto	1	$1 \text{ GWh/anno} < I \leq 10$ GWh/anno	Medio	0.5	$0 \text{ GWh/anno} < I \leq 1$ GWh/anno	Basso	0
$I > 10$ GWh/anno	Alto	1								
$1 \text{ GWh/anno} < I \leq 10$ GWh/anno	Medio	0.5								
$0 \text{ GWh/anno} < I \leq 1$ GWh/anno	Basso	0								
Fonti	Dati statistici, stime ed elaborazioni di Terna.									
Note	<p>Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di load-flow mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.</p> <p>Ha implicazioni ambientali, in quanto una riduzione delle perdite di rete equivale a un risparmio di energia e quindi, in media, ad un mancato consumo di combustibili fossili, con le emissioni di gas climalteranti e inquinanti che ne conseguono.</p> <p>L'impatto sulla riduzione delle emissioni climalteranti viene quantificato</p>									

dall'indicatore Amb_15, che prende in considerazione anche il contributo fornito dalla rimozione alla produzione da fonti rinnovabili.

* Il valore dell'indicatore è legato all'esigenza e in generale non dipende, o dipende solo marginalmente, dalle modalità localizzative con cui essa viene risolta. Tuttavia è opportuno che l'indicatore venga riportato nelle schede-intervento anche di livello strutturale e attuativo e aggiornato qualora durante il percorso di vita dell'esigenza vengano modificati alcuni degli elementi che ne determinano il valore.

1.2.2 Eco_02: Riduzione delle congestioni

Codice	Eco_02
Obiettivo	Riduzione delle perdite e delle congestioni ai fini dell'efficienza del servizio

Criteria ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Qualitativo
------------------------	-------------

Modalità di calcolo	<p>Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio in merito alla riduzione delle congestioni ottenibile grazie all'intervento in esame.</p> <p>Le congestioni di rete derivano dalla presenza di particolari vincoli di funzionamento, imposti dal rispetto delle condizioni di sicurezza, che non consentono l'esercizio ottimale di tutti gli elementi del sistema elettrico.</p> <p>Il calcolo si basa su una simulazione che tiene conto di diversi aspetti (continuità, sicurezza ed economicità del servizio). La simulazione viene effettuata su tutta la rete di trasmissione.</p> <p>L'indicatore viene espresso in una scala qualitativa:</p> <table border="1" data-bbox="469 945 1241 1084"> <tr> <td>Riduzioni tangibili</td> <td>Alto</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Riduzioni marginali</td> <td>Medio</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>Riduzioni significative</td> <td>Basso</td> <td>0</td> </tr> </table>	Riduzioni tangibili	Alto	1	Riduzioni marginali	Medio	0.5	Riduzioni significative	Basso	0
Riduzioni tangibili	Alto	1								
Riduzioni marginali	Medio	0.5								
Riduzioni significative	Basso	0								
Fonti	Dati statistici, stime ed elaborazioni di Terna.									
Note	<p>Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di load-flow mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.</p> <p>* Il valore dell'indicatore è legato all'esigenza e in generale non dipende, o dipende solo marginalmente, dalle modalità localizzative con cui essa viene risolta. Tuttavia è opportuno che l'indicatore venga riportato nelle schede-intervento anche di livello strutturale e attuativo e aggiornato qualora durante il percorso di vita dell'esigenza vengano modificati alcuni degli elementi che ne determinano il valore.</p>									

1.2.3 Eco_03: Costo intervento

Codice	Eco_03
Obiettivo	Sostenibilità economico-finanziaria dello sviluppo della rete

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	adimensionale
------------------------	---------------

Modalità di calcolo	<p>Restituisce una stima qualitativa calcolata sulla base di coefficienti che rappresentano il costo chilometrico della linea normalizzato.</p> <p>L'indicatore si calcola con la formula seguente:</p> $I = (C_p \times P + C_h \times H + C_m \times M) \times L$ <p>dove:</p> <p>L indica la lunghezza dell'intervento (Ter_01)</p> <p>P, H e M indicano la frazione di superficie dell'area di intervento (km²/km²) rispettivamente in pianura, in collina e in montagna;</p> <p>C_p, C_h, e C_m indicano i costi al chilometro, rispettivamente per la costruzione in pianura (p), collina (h) e montagna (m), che sono funzione del livello di tensione; C_{max} indica il costo massimo che si ha con una linea a 380kV in montagna. Poiché le informazioni sul costo preliminare stimato delle opere sono ad oggi riservate, la tabella che segue riporta tali costi di costruzione normalizzati rispetto al costo di costruzione in montagna per una linea a 380 kV. I coefficienti si riferiscono a linee in singola terna; per le linee in doppia terna, tali coefficienti devono essere maggiorati dell'80%.</p> <p>Nel caso in cui l'indicatore debba essere calcolato per interventi che prevedono realizzazioni a diverse tensioni, la formula andrà applicata per ogni livello di tensione; la somma dei valori ottenuti pesata sul costo massimo restituirà il valore dell'indicatore per l'intervento considerato.</p>																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>132 kV</th> <th>220 kV</th> <th>380 kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pianura (C_p)</td> <td>0.46</td> <td>0.57</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Collina (C_h)</td> <td>0.46</td> <td>0.57</td> <td>1.14</td> </tr> <tr> <td>Montagna (C_m)</td> <td>0.46</td> <td>0.57</td> <td>1.57</td> </tr> </tbody> </table> <p>L'indicatore viene espresso in una scala qualitativa riferita in termini di "sostenibilità dell'intervento":</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>I ≤ 125</td> <td>Alto</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>125 < I ≤ 250</td> <td>Medio</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>I > 250</td> <td>Basso</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>		132 kV	220 kV	380 kV	Pianura (C _p)	0.46	0.57	1	Collina (C _h)	0.46	0.57	1.14	Montagna (C _m)	0.46	0.57	1.57	I ≤ 125	Alto	1	125 < I ≤ 250	Medio	0.5	I > 250	Basso
	132 kV	220 kV	380 kV																						
Pianura (C _p)	0.46	0.57	1																						
Collina (C _h)	0.46	0.57	1.14																						
Montagna (C _m)	0.46	0.57	1.57																						
I ≤ 125	Alto	1																							
125 < I ≤ 250	Medio	0.5																							
I > 250	Basso	0																							
Fonti	Stime ed elaborazioni di Terna.																								
Note	Per il calcolo il territorio viene considerato pianeggiante se al di sotto dei 200 metri di quota, collinare se compreso tra i 200 e gli 800 metri, montuoso se superiore agli 800 metri.																								

1.2.4 Eco_04: Profittabilità

Codice	Eco_04
Obiettivo	Sostenibilità economico-finanziaria dello sviluppo della rete

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Qualitativo
------------------------	-------------

Modalità di calcolo	<p>Fornisce una valutazione della convenienza dell'investimento, confrontando economicamente i benefici e i costi attualizzati legati alla realizzazione dell'intervento in oggetto.</p> <p>Si calcola con la formula:</p> <div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 10px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> $I = \frac{\sum_0^N \frac{B_t}{(1+k)^t}}{\sum_0^N \frac{C_t}{(1+k)^t}}$ </div> <p>dove:</p> <p>B_t e C_t indicano rispettivamente i benefici e i costi (euro) all'anno t;</p> <p>I benefici sono riconducibili a: incremento affidabilità rete, sicurezza servizio, riduzione delle perdite, costi evitati per il potenziamento rete AT, impatto ambientale minore rispetto al potenziamento della rete AT esistente, riduzione rischi di interruzioni su reti a tensione inferiore, aumento margine di trasporto rete AT, capacità produttiva più efficiente liberata, eliminazione vincoli esercizio, possibilità di approvvigionamento a prezzi più bassi, riduzione congestioni, aumento sicurezza copertura fabbisogni.</p> <p>I costi comprendono i costi unitari ricavati da consuntivi di analoghe opere realizzate, per livello tensione, morfologia interessata, aspetti tecnici peculiari, raccomandazioni e prescrizioni da iter autorizzativo.</p> <p>Per informazioni sulle modalità di stima di costi e benefici, si vedano le Note.</p> <p>k è il tasso di sconto;</p> <p>N la vita media dell'opera: è stimata in 40 anni per le linee e 33 anni per le stazioni (in base al Del. 05/04 AEEG), ma cautelativamente Terna assume $N=20$ anni</p> <p>La Profittabilità è un indice di rotazione: indica il beneficio reso dall'investimento per ogni unità di costo.</p> <p>Perché l'intervento sia "profitevole" l'indicatore deve essere maggiore di 1. Sono comunque ammissibili anche interventi il cui indice di profittabilità è minore di 1, qualora approvati da MSE ed AEEG, ad esempio per esigenze di sicurezza/qualità/continuità del servizio del sistema elettrico nazionale.</p>
	Fonti

Note

Le voci di costo considerate nelle analisi sono:

- i costi capitale;
- gli oneri di esercizio e manutenzione;
- i costi per eventuali demolizioni.

I benefici considerati, a seconda dei casi, appartengono alle seguenti tipologie:

- derivanti dall'aumento di energia importata dall'estero: laddove il costo di produzione è minore, questi benefici si calcolano moltiplicando l'aumento della Total Transfer Capacity stimata, convertita in energia annua, per il differenziale tra costo estero e quello italiano;
- derivanti dalla diminuzione delle perdite di rete: l'indicatore tecnico "Variazione delle perdite di rete" viene calcolato come "Potenza perduta alla punta del carico" mediante i programmi di simulazione. Il differenziale di potenza nei due casi, con e senza l'intervento di sviluppo in esame, viene moltiplicato per il coefficiente "ore di utilizzazione delle perdite alla punta", specifico per ciascuna macro-area del Paese. Moltiplicando il valore dell'energia recuperata all'anno per il costo medio di produzione dell'energia, si arriva ad una monetizzazione approssimata delle minori perdite di rete, o meglio della loro riduzione, derivante dall'entrata in servizio dell'intervento in esame;
- derivanti dall'energia non fornita evitata: per calcolare questi costi evitati si moltiplica la stima della minore energia non fornita (ENF) media annua nella zona di rete dove insiste il nuovo intervento per il valore economico dell'ENF;
- derivanti dalla eliminazione di congestioni e di poli limitati: tali vincoli, se non rimossi, possono rendere inefficiente la produzione. I benefici di questo tipo hanno un duplice aspetto, in potenza (evitano l'ulteriore installazione di capacità produttiva per far fronte alla richiesta del carico) ed in energia (evitano la produzione di impianti non competitivi);
- derivanti dalla liberazione di energia prodotta da impianti eolici: si stima un risparmio derivante dal differenziale fra il costo di combustibile (nullo per un impianto eolico); non viene considerata la componente potenza, dal momento che l'installazione di impianti tradizionali non può considerarsi perfettamente sostituibile da nuovi parchi eolici;
- derivanti da investimenti evitati: la realizzazione di un intervento consente spesso ulteriori risparmi, in quanto permette di evitare altre soluzioni di sviluppo, altrimenti comunque necessarie, le quali peraltro potrebbero non essere pienamente risolutive o avere un maggiore impatto.

Per alcune di queste stime vengono effettuate elaborazioni che si avvalgono di simulazioni di load-flow mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.

Poiché le informazioni sulla profittabilità delle opere sono ad oggi riservate, per il momento si fornisce solo una stima qualitativa:

I >1	Profittevole - 1
altrimenti	Non profittevole - 0

1.3 Dimensione Sociale

1.3.1 Soc_01: Qualità del servizio

Codice	Soc_01
Obiettivo	Miglioramento della qualità del servizio

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Qualitativo
------------------------	-------------

Modalità di calcolo	<p>Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio di efficienza e di qualità della fornitura di energia elettrica nella situazione prevista a seguito della realizzazione dell'intervento in esame. Il concetto di qualità del servizio è associato alla fornitura in condizioni di continuità di alimentazione elettrica e nel pieno rispetto degli standard ed obiettivi di qualità anche per tensione e frequenza di alimentazione messe a disposizione dei clienti finali.</p> <p>La verifica del miglioramento della qualità del servizio avviene attraverso l'osservazione della stabilità della tensione della rete attuale sulla base di dati storici ed il successivo confronto con i dati ottenuti attraverso la simulazione della rete con l'inserimento del nuovo intervento.</p> <p>Il giudizio sarà BUONO se ci saranno significativi miglioramenti nella stabilità della tensione, DISCRETO se il risultato è marginale e SCARSO se non si prevedono miglioramenti significativi.</p> <p>L'indicatore viene espresso in una scala qualitativa:</p> <table border="1" data-bbox="411 1205 1295 1339"> <tr> <td>Miglioramenti significativi</td> <td>Alto</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Miglioramenti marginali</td> <td>Medio</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>Non si prevedono miglioramenti significativi</td> <td>Basso</td> <td>0</td> </tr> </table>	Miglioramenti significativi	Alto	1	Miglioramenti marginali	Medio	0.5	Non si prevedono miglioramenti significativi	Basso	0
Miglioramenti significativi	Alto	1								
Miglioramenti marginali	Medio	0.5								
Non si prevedono miglioramenti significativi	Basso	0								
Fonti	Dati statistici, stime ed elaborazioni di Terna									
Note	* Il valore dell'indicatore è legato all'esigenza e in generale non dipende, o dipende solo marginalmente, dalle modalità localizzative con cui essa viene risolta. Tuttavia è opportuno che l'indicatore venga riportato nelle schede-intervento anche di livello strutturale e attuativo e aggiornato qualora durante il percorso di vita dell'esigenza vengano modificati alcuni degli elementi che ne determinano il valore.									

1.3.2 Soc_02: Pressione relativa dell'intervento

Codice	Soc_02
Obiettivo	Equilibrio della distribuzione spaziale della pressione territoriale della rete

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Adimensionale 0-1
------------------------	-------------------

Modalità di calcolo	<p>Stima della 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. La normalizzazione può essere effettuata sulla base del numero di chilometri per abitante disponibile a livello nazionale (d_{naz}).</p> $I_{loc} = \frac{L_{rete}}{pop_{loc}} ; I_{naz} = \frac{L_{rete} It}{pop It}$ <p>L_{rete} rappresenta la lunghezza della rete interoperabile (in Km) nei territori dei comuni interferiti dall'area di intervento (fuso, corridoio o fascia)</p> <p>pop_{loc} è il numero complessivo di abitanti residenti nei comuni interferiti dalla superficie d'intervento al livello localizzativo.</p> $I = 1 - \frac{ d_{naz} - d_{loc} }{d_{naz}}$
Fonti	Popolazione residente: Censimenti ISTAT, Annuari Statistici Regionali, Anagrafi Comunali Rete interoperabile: Atlarete
Note	La lunghezza della rete è calcolata in riferimento alla rete esistente e non tiene conto né dell'estensione dell'elettrodotto oggetto dello studio né di quella di eventuali altri elettrodotti già autorizzati, ma non ancora realizzati, ricadenti nella stessa area.

1.3.3 Soc_03/Ter_07: Urbanizzato - Edificato

Codice	Ter 07
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con tessuto urbano

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	E2	R1	-

Unità di misura	Adimensionale, 0-1
------------------------	--------------------

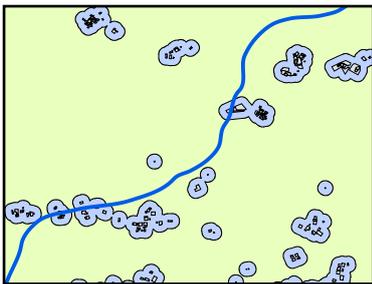
Modalità di calcolo	<p>Misura la frazione dell'area in esame non occupata da tessuto edificato:</p> $I = 1 - \frac{S_{Edificato}}{S_{Intervento}}$ <p>dove:</p> <p>$S_{Edificato}$ indica la superficie (kmq) edificata complessiva, che comprende l'urbanizzato continuo eventualmente presente solo a livello strategico perché criterio di esclusione (E2) nella fase strutturale) e quello discontinuo (R1). Per urbanizzato continuo, secondo la definizione Corine - Land Cover, si intendono le aree dove gli edifici, la viabilità e le superfici ricoperte artificialmente occupano più dell'80 % della superficie totale.</p> <p>$S_{Intervento}$ indica la superficie totale (kmq) dell'area di intervento Livello strategico: Corine Land Cover Livello strutturale e attuativo: cartografia edificato 1:5.000/1:10.000</p>
Fonti	Livello strategico: Corine Land Cover Livello strutturale: carte regionali, carte comunali.
Note	Questo indicatore ha ricadute sociali, in termini di tutela della salute della popolazione residente. Di tale effetto tiene conto l'indicatore Soc_04.

1.3.4 Soc_04: Aree idonee per rispetto CEM

Codice	Soc_04
Obiettivo	Tutela della salute

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	adimensionale 0-1
------------------------	-------------------

Modalità di calcolo	<p>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:</p> $I = \frac{S_{CEM}}{S_{intervento}}$ <p>dove:</p> <p>S_{CEM} indica la superficie (kmq) non occupata dall'edificato e dalla relativa fascia di rispetto. La fascia di rispetto è calcolata in funzione delle possibili tensioni, utilizzando il valore di induzione magnetica di 3 μT e considerando la massima corrente di riferimento, cioè la corrente al limite termico consentita, come stabilito dalla norma CEI 11-60; i valori calcolati sono approssimati a 30-40-50 m rispettivamente per 130-220-380 kV.</p> <p>L'elaborazione in ambiente GIS viene effettuata mediante creazione di una serie di buffer sull'edificato al massimo dettaglio ed al massimo aggiornamento disponibile. Il valore del buffer è quello corrispondente al livello di più elevato voltaggio presente nell'ipotesi di intervento. Il complemento a tale poligono così ottenuto viene intersecato e rapportato con la superficie totale del livello localizzativo.</p>
	
Fonti	Edificato 1:5.000/1:10.000 da Cartografie tecniche numeriche regionali.
Note	

1.3.5 Ter_04: Aree agricole di pregio

Codice	Ter_04
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	R3	-

Unità di misura	Adimensionale 0-1
------------------------	-------------------

Modalità di calcolo	<p>Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree agricole di pregio:</p> $I = 1 - \frac{S_{agr}}{S_{intervento}}$ <p>dove:</p> <p>S_{agr} indica la superficie (kmq) di aree DOCG (criterio di repulsione R3) e DOC</p> <p>S_{intervento} indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p>
Fonti	Regioni: PTR, PTCP, usi del suolo regionali e PRG ove disponibili
Note	

1.3.6 Amb_01: Aree di valore culturale e paesaggistico

Codice	Amb_01
Obiettivo	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione		Attrazione
	-	R1	R2	-

Unità di misura	adimensionale 0-1
------------------------	-------------------

Modalità di calcolo	<p>Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree di valore culturale e paesaggistico:</p> $I = 1 - \frac{S_{siti}}{S_{intervento}}$ <p>dove:</p> <p>S_{siti} indica la superficie (kmq) di aree ad elevato valore culturale e paesaggistico, (siti UNESCO, aree a vincolo paesaggistico ex artt. 136 (1497/39) e 142 (1089/39) D.Lgs 42/2004);</p> <p>$S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p> <p>Dati dal MiBAC: Siti UNESCO, Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (SITAP);</p> <p>Regioni: PTR e PTRC a valenza paesistica, PPR</p>
Fonti	<p>MiBAC: Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (SITAP)</p> <p>MondoGIS: siti archeologici e aree di valore storico monumentale</p> <p>Regioni, Province: PTR a valenza paesistica, PPR, PTCP</p>
Note	

1.3.7 Amb_02: Coerenza con la pianificazione territoriale e paesaggistica

In fase di ridefinizione congiunta col MiBAC.

1.3.8 Amb_03 Elementi culturali e paesaggistici puntuali

In fase di ridefinizione congiunta col MiBAC.

1.3.9 Amb_04 Interferenza con la fruizione di beni culturali e paesaggistici

In fase di ridefinizione congiunta col MiBAC.

1.3.10 Amb_05 Interferenza con aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale

In fase di ridefinizione congiunta col MiBAC.

1.3.11 Amb_06: Aree con buona capacità di mascheramento

Codice	Amb_06
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza visiva

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	Adimensionale/Qualitativo
------------------------	---------------------------

Modalità di calcolo	<p>Misura la possibilità di sfruttare la morfologia del territorio e la copertura del suolo come mezzo per favorire l'assorbimento visivo del nuovo elettrodotto.</p> <p>L'elaborazione dell'indicatore avviene attraverso il seguente procedimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> - produzione di una carta delle pendenze in formato elettronico, che assegna ad ogni cella (100x100 m a livello strategico, 40x40 m a livello strutturale) un valore di pendenza media - calcolo, per ogni cella, della superficie effettiva sviluppata sul suolo: $A_{reale} = A_{carta} / \cos(\alpha)$ <p>dove A_{carta} indica la superficie della proiezione cartografica della cella (10.000 mq) e α è la pendenza media della cella (in gradi)</p> <ul style="list-style-type: none"> - calcolo della compatibilità paesaggistica come rapporto tra la superficie effettiva sviluppata complessivamente dalle celle comprese nell'area di intervento e la rispettiva proiezione cartografica, moltiplicato per un fattore di mascheramento vegetale: $I = \frac{\sum A_{reale}}{\sum A_{carta}} \cdot C_v$ <p>dove C_v è il fattore di mascheramento vegetale, adimensionale, proporzionale alla frazione di aree vegetate nell'area d'intervento (classe 311-boschi di latifoglie, 312-boschi di conifere e 313-boschi misti della classificazione Corine - Land Cover).</p> $C_v = 1 + \left(\frac{S_{boschi}}{S_{int\ ervento}} \right)$ <p>L'indicatore può essere tradotto in una scala qualitativa applicando le seguenti soglie basate sull'esperienza:</p> <table border="1"> <tr> <td>$I > 1.5$</td> <td>Alto</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>$1.25 < I < 1.5$</td> <td>Medio</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>$1 < I < 1.25$</td> <td>Basso</td> <td>0</td> </tr> </table>	$I > 1.5$	Alto	1	$1.25 < I < 1.5$	Medio	0.5	$1 < I < 1.25$	Basso	0
	$I > 1.5$	Alto	1							
$1.25 < I < 1.5$	Medio	0.5								
$1 < I < 1.25$	Basso	0								

Fonti	Modelli digitali del terreno (DEM) Corine - Land Cover Carte di Uso del Suolo Regionale
Note	* L'indicatore è calcolabile in fase attuativa solo se disponibile cartografia tematica di adeguato dettaglio: Mosaico PRG, Strumenti di pianificazione comunale, Carte d'uso del suolo regionali, DEM 20x20m

1.3.12 Amb_07: Aree con buone capacità di assorbimento visivo

Codice	Amb_07
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza visiva

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	A1

Unità di misura	Adimensionale 0-1
------------------------	-------------------

Modalità di calcolo	<p>Misura la frazione dell'area di intervento (%) in cui l'inserimento di un'opera elettrica determina un impatto relativamente trascurabile sul paesaggio:</p> $I = \frac{S_{A1}}{S_{intervento}}$ <p>dove:</p> <p>S_{A1} indica la superficie (kmq) di aree che, per caratteristiche morfologiche (versanti esposti a nord), favoriscono l'assorbimento visivo delle opere</p> <p>$S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p> <p>Le superfici S_{A1} vengono individuate tramite un'elaborazione GIS che calcola, a partire dal modello digitale del terreno, la superficie delle aree esposte verso nord. Tali aree sono considerate meno percepibili all'osservatore in quanto poco assolate e pertanto maggiormente adatte ad ospitare nuove infrastrutture elettriche per la migliore capacità di assorbimento visivo.</p>
----------------------------	--

Fonti	Modelli digitali del terreno (DEM)
Note	
Codice	Amb_07
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza visiva

1.3.13 Amb_08: Visibilità dell'intervento

Codice	Amb_08
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza visiva

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	A1

Unità di misura	adimensionale
------------------------	---------------

Modalità di calcolo	<p>Misura la frazione dell'area di intervento in cui la visibilità dell'intervento dai centri abitati è minima:</p> $I = \frac{S_{A1}}{S_{intervento}}$ <p>S_{A1} indica la somma delle superficie (kmq) che, pur essendo in prossimità dei centri abitati, per caratteristiche morfologiche e/o di copertura del suolo favoriscono l'assorbimento visivo delle opere (criterio di attrazione A1)</p> <p>$S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p> <p>Le superfici S_{A1} vengono stimate attraverso la seguente procedura che effettua un'analisi di visibilità delle zone circostanti i centri abitati all'interno dell'area di intervento. Per ogni centro abitato si definiscono in funzione della dimensione relativa un punto baricentrico (centroide) oppure un certo numero di punti casuali campionati all'interno dei centri abitati e si prende in considerazione il punto di vista di un osservatore posto a 50 m di altezza sopra gli stessi punti.</p> <p>Tramite apposita elaborazione GIS, a partire dal modello digitale del terreno (magliatura 20x20 m) si individuano le aree appartenenti all'area di intervento che non risultano percepibili all'osservatore in un raggio di 3 km. Tali aree risultano morfologicamente mascherate e maggiormente adatte ad ospitare nuove infrastrutture elettriche per la migliore capacità di assorbimento visivo. In fase attuativa si applica la medesima metodologia sostituendo all'altezza del punto di osservazione la reale altezza dei sostegni (dato in genere conosciuto in fase attuativa e funzione della tensione della linea oggetto di studio).</p>
Fonti	Corine - Land Cover Regioni: Carte di uso del suolo, mosaico regionale PRG ove disponibile Modello digitale del terreno (DEM)
Note	<p>La metodologia di calcolo contiene volutamente alcune approssimazioni nella stima delle superfici $SA1$, in quanto considerare come punto di osservazione tutte le possibili localizzazioni dei tralicci all'interno delle aree in prossimità dei centri abitati, pur essendo un'operazione formalmente più corretta, è computazionalmente troppo onerosa.</p> <p>Il valore di altezza pari a 50m è il valore medio delle altezze minima e massima dei sostegni in classe 380kV.</p> <p>Il valore del raggio di visuale su cui viene effettuata l'analisi, pari a 3 km, è ampiamente cautelativo rispetto a quello solitamente preso in considerazione per gli studi di impatto ambientale (1 km per parte).</p> <p>Nelle superfici $SA1$ ricadono anche le aree che si trovano ad una distanza maggiore di 3 km dai punti di osservazione, in quanto considerate fuori raggio visivo.</p>

1.4 Dimensione Ambientale

1.4.1 Amb_09: Aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale e regionale

Codice	Amb_09
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione		Attrazione
	-	R1	R2	-

Unità di misura	Adimensionale
------------------------	---------------

Modalità di calcolo	Indice della presenza di aree di pregio per la biodiversità istituite a livello nazionale e regionale all'interno dell'area di intervento:			
	$I = 1 - \frac{S_1 p_1 + S_2 p_2}{S_{\text{intervento}}}$ <p>dove:</p> <p>S₁ e S₂ indicano la superficie (kmq) di aree di pregio per la biodiversità, che ricadono nelle seguenti categorie:</p> <p>R1: aree naturali protette istituite a livello nazionale ricadenti nel criterio ERPA R1 (parchi nazionali, riserve naturali statali, SIC, ZPS);</p> <p>R2: aree naturali protette istituite a livello nazionale ricadenti nel criterio ERPA R2 (parchi e riserve regionali);</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>R1 = 100</td> <td>p₁ = 1</td> </tr> <tr> <td>R2 = 70</td> <td>p₂ = 0,7</td> </tr> </table> <p>S_{intervento} indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p> <p>L'indicatore assumerà valore 0 quando la superficie d'intervento è totalmente occupata da aree di pregio per la biodiversità.</p> <p>In analogia alla metodologia di calcolo dei corridoi, la porzione di territorio che ricade contemporaneamente in più categorie dello stesso criterio o di criteri differenti (ad esempio in un parco nazionale e in un sito di importanza comunitaria) viene considerata un'unica volta ed attribuita al criterio prevalente, ovvero il più restrittivo. Di conseguenza tali aree non devono essere conteggiate nelle categorie dei criteri meno restrittivi.</p>	R1 = 100	p ₁ = 1	R2 = 70
R1 = 100	p ₁ = 1			
R2 = 70	p ₂ = 0,7			
Fonti	Aree protette: database MATTM, carte regionali			
Note	Le categorie R1, R2 sono riferite ai criteri ERPA definiti a livello nazionale. L'indicatore non tiene dunque conto delle peculiarità introdotte dalle singole regioni all'interno dei rispettivi ordinamenti in materia di biodiversità, che sono invece oggetto dell'indicatore seguente Amb_10_R (complementare ad Amb_09).			

1.4.2 Amb_10_R: Aree di pregio per la biodiversità di ordine locale

Codice	Amb_10_R
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione		Attrazione
	-	R1	R2	-

Unità di misura	Adimensionale
------------------------	---------------

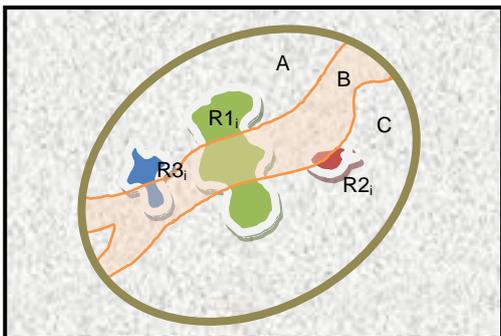
Modalità di calcolo	<p>Indice della presenza di aree di pregio per la biodiversità di ordine locale all'interno dell'area di intervento:</p> $I = 1 - \frac{S_1 p_1 + S_2 p_2}{S_{\text{intervento}}}$ <p>dove:</p> <p>S₁ e S₂ indicano la superficie (kmq) di aree di pregio per la biodiversità, che ricadono nelle seguenti categorie:</p> <p>R1: aree naturali protette istituite a livello locale ricadenti nel criterio ERPA R1; R2: aree naturali protette istituite a livello locale ricadenti nel criterio ERPA R2;</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>R1 = 100</td> <td>p₁ = 1</td> </tr> <tr> <td>R2 = 70</td> <td>p₂ = 0,7</td> </tr> </table> <p>S_{intervento} indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p> <p>L'indicatore assumerà valore 0 quando la superficie d'intervento è totalmente occupata da aree di pregio per la biodiversità.</p> <p>In analogia alla metodologia di calcolo dei corridoi, la porzione di territorio che ricade contemporaneamente in più categorie dello stesso criterio o di criteri differenti (ad esempio in un parco nazionale e in un sito di importanza comunitaria) viene considerata un'unica volta ed attribuita al criterio prevalente, ovvero il più restrittivo. Di conseguenza tali aree non devono essere conteggiate nelle categorie dei criteri meno restrittivi.</p>	R1 = 100	p ₁ = 1	R2 = 70	p ₂ = 0,7
R1 = 100	p ₁ = 1				
R2 = 70	p ₂ = 0,7				
Fonti	Carte regionali, carte provinciali e comunali				
Note	<p>Le categorie R1, R2 indicate fanno riferimento ad eventuali elementi specifici inseriti in fase di caratterizzazione dei criteri ERA o ERPA dalle singole regioni. Le categorie già presenti all'interno dell'indicatore Amb_09 (quali ad esempio i Parchi regionali), non vengono pertanto conteggiate.</p> <p>L'indicatore tiene conto esclusivamente delle peculiarità introdotte dalle singole regioni all'interno dei rispettivi ordinamenti in materia di biodiversità. Gli ambiti di pregio definiti attraverso tali normative e inseriti nella fase di personalizzazione degli ERPA dalle singole Regioni, vengono così conteggiati separatamente dalle categorie di aree di pregio istituite a livello nazionale.</p> <p>L'indicatore risulta pertanto complementare rispetto ad Amb_09 e non verrà utilizzato per effettuare confronti tra alternative ricadenti, in tutto o in parte, su territori regionali differenti.</p>				

1.4.3 Amb_11: Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine nazionale

Codice	Amb_11
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione			Attrazione
	-	R1	R2	R3	-

Unità di misura	adimensionale
-----------------	---------------

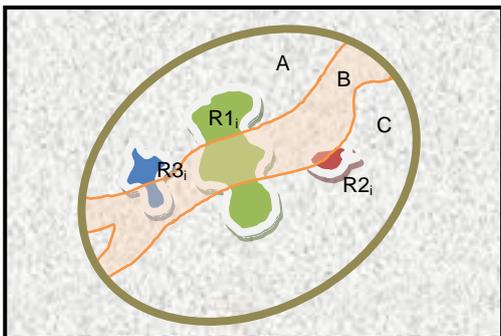
Modalità di calcolo	<p>L'indicatore stima la possibilità di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità istituite a livello nazionale, valutata ipotizzando il passaggio dell'elettrodotto lungo un percorso che interferisca il meno possibile con tali aree.</p> <p>Per i livelli strutturale e attuativo si calcola la sola superficie dei poligoni che attraversano trasversalmente corridoi e fasce di fattibilità, considerando nel conteggio solo le superfici dei poligoni di tipo R1, R2 e che vengono suddivisi in almeno tre parti, una compresa nell'area di intervento (B), e due esterne all'area di intervento (A e C).</p>  $I = 1 - \frac{S_1 p_1 + S_2 p_2}{S_{intervento}}$ <p>Per il livello strategico, considerando tutta la superficie d'intervento, il valore dell'indicatore è uguale al valore che avrebbe l'indicatore Amb_09.</p>
Fonti	Aree protette: database MATTM, carte regionali, carte provinciali e comunali
Note	<p>È un indicatore di attraversamento.</p> <p>Le categorie R1, R2 sono riferite ai criteri ERPA definiti a livello nazionale.</p> <p>L'indicatore non tiene conto delle peculiarità introdotte dalle singole regioni all'interno dei rispettivi ordinamenti in materia di biodiversità, che sono invece oggetto dell'indicatore seguente Amb_12_R (complementare ad Amb_11).</p>

1.4.4 Amb_12_R: Attraversamento di aree di pregio per la biodiversità di ordine locale

Codice	Amb_12_R
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione			Attrazione
	-	R1	R2	R3	-

Unità di misura	adimensionale
-----------------	---------------

Modalità di calcolo	<p>L'indicatore stima la possibilità di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità istituite a livello locale, valutata ipotizzando il passaggio dell'elettrodotto lungo un percorso che interferisca il meno possibile con tali aree.</p> <p>Per i livelli strutturale e attuativo si calcola la sola superficie dei poligoni che attraversano trasversalmente corridoi e fasce di fattibilità, considerando nel conteggio solo le superfici dei poligoni di tipo R1, R2 e che vengono suddivisi in almeno tre parti, una compresa nell'area di intervento (B), e due esterne all'area di intervento (A e C).</p>  $I = 1 - \frac{S_1 p_1 + S_2 p_2}{S_{intervento}}$ <p>Per il livello strategico, considerando tutta la superficie d'intervento, il valore dell'indicatore è uguale al valore che avrebbe l'indicatore Amb_09.</p>
---------------------	--

Fonti	Carte regionali, carte provinciali e comunali
-------	---

Note	<p>È un indicatore di attraversamento.</p> <p>Le categorie R1, R2 indicate fanno riferimento ad eventuali elementi specifici inseriti in fase di caratterizzazione dei criteri ERA o ERPA dalle singole regioni... Le categorie già presenti all'interno dell'indicatore Amb_11 (quali ad esempio i Parchi regionali), non vengono pertanto conteggiate.</p> <p>L'indicatore tiene conto esclusivamente delle peculiarità introdotte dalle singole regioni all'interno dei rispettivi ordinamenti in materia di biodiversità. Gli ambiti di pregio definiti attraverso tali normative e inseriti nella fase di personalizzazione degli ERPA dalle singole Regioni, vengono così conteggiati separatamente dalle categorie di aree di pregio istituite a livello nazionale.</p> <p>L'indicatore risulta pertanto complementare rispetto ad Amb_11 e non verrà utilizzato per effettuare confronti tra alternative ricadenti, in tutto o in parte, su territori regionali differenti.</p>
------	---

1.4.5 Amb_13: Patrimonio forestale ed arbusteti potenzialmente interessati

Codice	Amb_13
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	%
------------------------	---

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree vegetate: $I = 1 - \frac{S_{boscata}}{S_{intervento}}$ dove: S _{boscata} indica la superficie (kmq) di aree boschive ed arbustive presenti all'interno dell'area di intervento S _{intervento} indica la superficie (kmq) dell'area di intervento, la cui ampiezza varia in funzione della tensione e rispetto all'asse linea corrisponde a circa 15 m per parte per un 132 kV, a circa 20 m per un 220kV e a circa 25 m per un 380 kV. A livello strategico sarà il rapporto tra il totale di aree boscate e la superficie del fuso. L'asse linea a livello strutturale sarà desunto come il percorso minimo derivabile all'interno del corridoio ottenuto sulla base delle superfici di costo (metodologia ERPA). A livello attuativo verrà considerata la lunghezza della linea mediana-linea di intervento della fascia di fattibilità.
	Fonti A seconda della disponibilità: Regioni: cartografia regionale, carte delle reti ecologiche regionali, carte della vegetazione, PPT regionali/provinciali. Comuni: PRG
Note	

1.4.6 Amb_15: Emissioni evitate di gas climalteranti

In fase di ridefinizione. Stima le emissioni di gas climalteranti evitate grazie all'intervento in esame. Note le perdite evitate (Eco_01), il calcolo prevede la stima della quantità di combustibile fossile (petrolio) che sarebbe necessario per produrre l'energia risparmiata (per un periodo pari alla vita utile della nuova infrastruttura detratta dell'energia necessaria alla nuova realizzazione) durata e quindi la converte in tonnellate di CO2 equivalente. Anche le emissioni inquinanti vengono ridotte quando si evitano perdite energetiche e quindi impiego di combustibile fossile. L'indicatore pertanto fornisce un'indicazione anche su perseguimento dell'obiettivo Tutela della salute.

1.4.7 Amb_16: Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili

In fase di ridefinizione.

1.4.8 Ter_03: Aree preferenziali

Codice	Ter_03
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	A2

Unità di misura	adimensionale
------------------------	---------------

Modalità di calcolo	<p>Misura la frazione dell'area di intervento occupata da aree preferenziali</p> $I = \frac{S_{A2}}{S_{\text{intervento}}}$ <p>dove:</p> <p>SA2 indica la superficie (kmq) di aree preferenziali, ovvero aree già infrastrutturate, più adatte alla realizzazione dell'opera nel rispetto però della capacità di carico del territorio, quali ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> - corridoi autostradali (buffer di 300m per lato alle autostrade) - corridoi elettrici (buffer di 150m per lato alle linee elettriche AT/AAT) - corridoi infrastrutturali (area di parallelismo tra ferrovia e strada statale che si protragga per almeno 3 km, ad una distanza massima di 300m) <p>S_{intervento} indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p>
Fonti	<p>Terna: database Navstreet, Atlarete</p> <p>Regione: database strati prioritari</p>
Note	

1.4.9 Ter_05: Vincoli da pianificazione

Codice	Ter_05
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	%
------------------------	---

Modalità di calcolo	<p>Misura la frazione dell'area di intervento sottoposta a vincolo da pianificazioni territoriali e urbanistiche ai livelli regionale, provinciale e locale, non calcolate in altri indicatori</p> $I = 1 - \frac{S_{PRG}}{S_{intervento}}$ <p>dove: S_{Piani} indica la superficie (kmq) di aree vincolate secondo pianificazioni territoriali e urbanistiche ai livelli regionale, provinciale e locale $S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.</p>
Fonti	Comuni: Mosaico PRG, Strumenti di pianificazione a diversi livelli
Note	

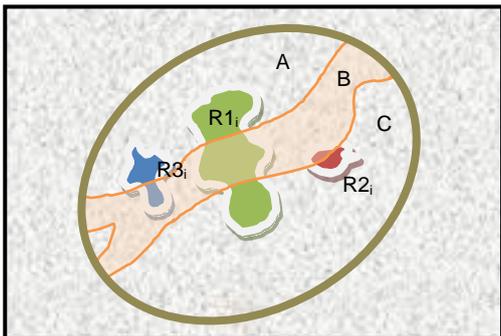
1.4.10 Ter_06: interno Attraversamento di aree vincolate da pianificazione

Codice	Ter_06
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Attrazione
	-	-	-

Unità di misura	
-----------------	--

Modalità di calcolo	<p>L'indicatore stima la possibilità di attraversamento di aree di vincolate da pianificazioni territoriali e urbanistiche ai livelli regionale, provinciale e locale, valutata ipotizzando il passaggio dell'elettrodotto lungo un percorso che interferisca il meno possibile con tali aree. Per i livelli strutturale e attuativo si calcola la sola superficie dei poligoni che attraversano trasversalmente corridoi e fasce di fattibilità, considerando nel conteggio solo le superfici dei poligoni di tali aree che vengono suddivisi in almeno tre parti, una compresa nell'area di intervento (B), e due esterne all'area di intervento (A e C).</p>
	 $I = 1 - \frac{S_{PRG}}{S_{intervento}}$
Fonti	PRG
Note	È un indicatore di attraversamento.

1.5 Razionalizzazione

1.5.1 Ter_01_RAZ Pressione territoriale

<i>Codice</i>	RAZTER01
<i>Obiettivo</i>	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

<i>Unità di misura</i>	Ettari (ha)
------------------------	-------------

<i>Modalità di calcolo</i>	<p>Indicatore che quantifica gli ettari di territorio liberati in seguito agli interventi di demolizione di linee aeree per l'eliminazione delle fasce di asservimento, al netto delle sovrapposizioni.</p> $I = \frac{L_D \times l_A + L_{decl} \times \Delta l_A}{10}$ <p>dove:</p> <p>L_C = lunghezza (km) di linee aeree realizzate; L_D = lunghezza (km) di linee rimosse; L_{decl} = lunghezza (km) linee declassate l_A = ampiezza (m) della fascia di asservimento delle linee. Dove l_A</p> <ul style="list-style-type: none"> - per linee a 380 kV = 50 m - per linee a 220 kV = 40 m - per linee a 150 kV = 32 m <p>Δl_A = variazione dell'ampiezza (m) della fascia di asservimento delle linee a seguito del declassamento, il valore è dato dalla differenza di fascia asservita pre e post intervento.</p> <p>La stima della fascia di asservimento viene restituita al netto delle sovrapposizioni, avvalendosi della funzione "Dissolve" in ambiente GIS.</p>
<i>Fonti</i>	Stime di Terna, Atlarete
<i>Note</i>	Nella stima delle demolizioni con conseguente interrimento, vengono considerate solo le demolizioni i cui successivi interrimenti avverranno lungo la viabilità esistente.

1.5.2 Amb_01_RAZ Aree di pregio per la biodiversità (valore assoluto)

<i>Codice</i>	RAZAMB01
<i>Obiettivo</i>	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

<i>Unità di misura</i>	Ettari
------------------------	--------

<i>Modalità di calcolo</i>	<p>Indicatore che quantifica la superficie liberata, al netto delle sovrapposizioni, in aree SIC, ZPS, aree protette (parchi nazionali, parchi regionali, riserve statali e riserve regionali)</p> <p>La stima della superficie liberata viene effettuata mediante operazione di intersezione in ambiente GIS tra la fascia di asservimento restituita e le superfici di pregio ambientale al netto delle sovrapposizioni.</p>
<i>Fonti</i>	Stime di Terna, Atlarete Database MATTM
<i>Note</i>	

1.5.3 Amb_02_RAZ Aree di pregio per la biodiversità (valore percentuale)

<i>Codice</i>	RAZAMB02
<i>Obiettivo</i>	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

<i>Unità di misura</i>	%
------------------------	---

<i>Modalità di calcolo</i>	<p>Indicatore che quantifica la percentuale di superficie liberata, al netto delle sovrapposizioni, in aree SIC, ZPS, in aree protette (parchi nazionali, parchi regionali, riserve statali e riserve regionali), rispetto alla totalità della superficie liberata nelle medesime aree.</p> <p>La stima della superficie liberata viene effettuata mediante operazione di intersezione in ambiente GIS tra la fascia di asservimento restituita e le superfici di pregio per la biodiversità al netto delle sovrapposizioni. Successivamente si fa il rapporto tra la superficie di pregio e quella totale nell'area liberata dall'intervento.</p>
<i>Fonti</i>	Stime di Terna, Atlarete Database MATTM
<i>Note</i>	Il valore è restituito al netto delle possibili sovrapposizioni degli strati informativi utilizzati per il calcolo.

1.5.4 Amb_03_RAZ Aree di valore culturale e paesaggistico (valore assoluto)

<i>Codice</i>	RAZAMB03
<i>Obiettivo</i>	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

<i>Unità di misura</i>	km
------------------------	----

<i>Modalità di calcolo</i>	<p>Indicatore che quantifica la superficie liberata dalle linee rimosse, al netto delle sovrapposizioni, in aree vincolate ai sensi degli artt. 142 e 136 del D.Lgs. 42/2004:</p> <p>La stima della superficie liberata viene effettuata mediante operazione di intersezione in ambiente GIS tra la fascia di asservimento restituita e le superfici di valore culturale e paesaggistico al netto delle sovrapposizioni.</p>
<i>Fonti</i>	Stime di Terna, Atalrete Database MIBAC, PTR a valenza paesistica, PPR
<i>Note</i>	

1.5.5 Amb_04_RAZ Aree di valore culturale e paesaggistico (valore percentuale)

<i>Codice</i>	RAZAMB04
<i>Obiettivo</i>	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

<i>Unità di misura</i>	%
------------------------	---

<i>Modalità di calcolo</i>	<p>Indicatore che quantifica la percentuale di superficie liberata, al netto delle sovrapposizioni, in aree vincolate ai sensi degli artt. 142 e 136 del D.Lgs. 42/2004, rispetto alla totalità della superficie liberata nelle medesime aree.</p> <p>La stima della superficie liberata viene effettuata mediante operazione di intersezione in ambiente GIS tra la fascia di asservimento restituita e le superfici di valore culturale e paesaggistico al netto delle sovrapposizioni. Successivamente si fa il rapporto tra la superficie di valore e quella totale nell'area liberata dall'intervento.</p>
<i>Fonti</i>	Stime di Terna, Atalrete Database MIBAC, PTR a valenza paesistica, PPR
<i>Note</i>	Il valore è restituito al netto delle possibili sovrapposizioni degli strati informativi utilizzati per il calcolo.

1.5.6 Amb_05_RAZ Impatto visivo della razionalizzazione

<i>Codice</i>	RAZAMB05
<i>Obiettivo</i>	Minimizzazione dell'interferenza visiva

<i>Unità di misura</i>	Ettari (ha)
------------------------	-------------

<i>Modalità di calcolo</i>	<p>Indicatore che quantifica teoricamente la “fascia di presenza visiva” al netto delle sovrapposizioni, ovvero la fascia di terreno attorno all'elettrodotto dalla quale, mediamente, è possibile percepire la presenza della linea e che viene completamente “liberata” in seguito alla demolizione della linea stessa.</p> $I = \frac{L_D \times P_A}{10}$ <p>dove: L_D rappresenta la lunghezza (km) di linee a 120/132/150, 220 e 380 kV demolite. P_A è l'ampiezza (m) della fascia di presenza visiva della linea:</p> <ul style="list-style-type: none"> - per linee a 380 kV = 1500 m - per linee a 220 kV = 1050 m - per linee a 120/132/150 kV = 840 m <p>La stima della fascia di presenza visiva viene restituita al netto delle sovrapposizioni, avvalendosi della funzione “Dissolve” in ambiente GIS.</p>
<i>Fonti</i>	Stime di Terna, Atlarete
<i>Note</i>	<p>L'indicatore viene computato utilizzando la rete in AT/AAT, non disponendo di dati idonei per le MT/BT.</p> <p>L'ampiezza della fascia visiva viene determinata in funzione dell'altezza dei sostegni; per il calcolo vengono considerate le altezze medie dei sostegni così come di seguito riportato:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 28 m per i sostegni di linee 132/150 kV - 35 m per i sostegni di linee 220 kV - 50 m per i sostegni di linee 380 kV

ALLEGATO B

-

SCHEDA DI INTERVENTO

Interventoⁱ:

Livello di avanzamento: ⁱⁱ

Esigenza individuata nel: Piano di Sviluppo__

*Data stimata di presentazione in iter autorizzativo delle opere*__

Tipologia ⁱⁱⁱ:

Regioni coinvolte: __

Motivazioni: ^{iv}

A. Finalità^v**B. Caratteristiche generali^{vi}****C. Caratteristiche tecniche^{vii}****D. Percorso dell'esigenza^{viii}****E. Localizzazione dell'area di studio^{ix}****F. Analisi ambientale e territoriale dell'area di studio^x****F.1 Aspetti fisici^{xi}**

-

F.2 Uso e copertura del suolo^{xii}

-

F.3 Urbanizzazione e infrastrutture^{xiii}

-

F.4 Beni paesaggistici, architettonici, monumentali e archeologici^{xiv}**F.5 Aree protette e biodiversità^{xv}****G. Generazione e caratterizzazione delle alternative localizzative (Aree di Intervento)****G.1 Generazione^{xvi}****G.2 Caratterizzazione^{xvii}****G.3 Caratterizzazione dei siti alternativi individuati^{xviii}****H. Esiti della concertazione****H.1 Considerazioni effettuale^{xix}****H.2 Caratteristiche della soluzione condivisa^{xx}****I. Prossime attività previste^{xxi}****L. Documentazione disponibile^{xxii}**

ⁱ Nome dell'intervento

ⁱⁱ livello (strategico, strutturale, attuativo) sul quale il processo di concertazione ha portato ad una soluzione condivisa

ⁱⁱⁱ (es. realizzazione elettrodotto aereo 380 kV, . realizzazione di una stazione elettrica blindata a 380 kV)

^{iv} (es. Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio; Incremento della capacità di scambio tramite rafforzamento delle interconnessioni; rimozione dei vincoli alla produzione da energie rinnovabili; minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna, Incrementare magliatura della rete per mitigare o risolvere eventuali congestioni;Necessità di adeguare la RTN alle maggiori richieste di potenza dei carichi connessi)

^v Motivazioni dell'esigenza rispetto al contesto specifico, risultati attesi dalla realizzazione dell'intervento dal punto di vista elettrico e ambientale.

^{vi} Tabella che riporta una stima degli indicatori che caratterizzano l'esigenza di sviluppo.

^{vii} Strategico: descrizione delle macroalternative individuate indicando per ciascuna:

- tipologia (elettrodotto aereo, cavo interrato, stazione, razionalizzazione...)
- dati tecnici ipotizzabili, differenziandoli in funzione della tipologia, quali ad esempio:
 - stima della lunghezza di eventuali nuovi elettrodotti (o, dato il livello, distanze fra gli estremi),
 - stima della lunghezza di eventuali nuovi raccordi,
 - tensione di esercizio/trasformazione,
- stima dei km di rete interessati da eventuali interventi di razionalizzazione.

Strutturale, attuativo: descrizione delle ipotesi di riferimento; le informazioni sono presentate in modo schematico e corredate, laddove possibile e utile, con il disegno elettrico degli interventi previsti.

Es. realizzazione di nuovo elettrodotto aereo: nodi della RTN interessati, lunghezza minima, tensione di esercizio, doppia/singola terna.

Es. realizzazione di una nuova stazione:

- tipologia di stazione (di trasformazione, collegamento polo di produzione-elettrodotti)
- tensione
- elementi di rete interessati dall'intervento (sia RTN che non)
- lunghezza complessiva stimata dei raccordi necessari, suddivisi per livello di tensione

^{viii} Resoconto sintetico e discorsivo delle tappe che hanno portato l'esigenza dalla sua prima individuazione fino allo stato attuale.

^{ix} Breve inquadramento geografico dell'area di studio, citando le province interessate, le dimensioni dell'area di studio, gli elementi fortemente caratterizzanti (es. città, infrastrutture, aste fluviali, parchi nazionali, catene montuose, ecc.).

^x Caratteristiche dell'area di studio (macroalternativa, ellissoide, corridoio), in particolare quelle sensibili alla presenza di infrastrutture elettriche. Vengono messi in evidenza solo gli elementi significativi rispetto all'intervento in esame, facendo chiaramente emergere tutti gli elementi che ricadono nei criteri ERA/ERPA.

^{xi} Carta orografia e idrografia, con breve commento che riporti elementi di effettiva importanza ai fini dello studio, Carta delle pendenze (stazioni). Cenni a geologia e geomorfologia; se possibile e significativa, inserire una carta del rischio idrogeologico e/o indicatore di grado di pericolosità dovuta a frane, aree esondabili, ecc, Cenni all'ambiente idrico laddove siano ipotizzati interramenti di cavi che possano interessarlo

^{xii} Breve inquadramento della distribuzione di insediamenti, aree naturali, ambiti agricoli (citando in particolare quelli di pregio DOC, IGP, ecc.); Classificazione dell'uso del suolo.

^{xiii} Breve inquadramento dell'urbanizzazione presente e di eventuali tendenze in atto (da dati ufficiali), anche in riferimento alle infrastrutture presenti e future,

Popolazione e densità abitativa dei Comuni interessati dagli interventi,

Mappa dell'area di studio tematizzata in funzione **della distanza dai centri urbani** (localizzazione stazioni, si veda capitolo 2.3.3 del RA 2009)

Mappa dell'area di studio tematizzata in funzione **della vicinanza a infrastrutture viarie adeguate** (localizzazione stazioni, si veda capitolo 2.3.3 del RA 2009)

Mappa dell'area di studio tematizzata in funzione della vicinanza ad altre infrastrutture elettriche di "attrazione" (localizzazione stazioni, si veda capitolo 2.3.3 del RA 2009)

Principali infrastrutture elettriche, energetiche e per la mobilità e relativi km; eventuali infrastrutture di interesse in corso di realizzazione. Elenco e breve descrizione di eventuali conflitti presenti a causa di altre infrastrutture progettate o in realizzazione, **segnalati dagli EE.LL.** nei processi di concertazione.

^{xiv} Elenco, breve descrizione e categoria ERPA di riferimento (ove opportuno) dei seguenti elementi resi disponibili e ricadenti nell'area di studio:

- tipologie di paesaggio presenti,
- beni paesaggistici,
- beni architettonici, monumentali e archeologici

Mappa con localizzazione degli elementi elencati, se disponibili, e corrispondente mappa ERPA.

^{xv} Elenco e categoria ERPA di riferimento dei seguenti elementi, se resi disponibili, ricadenti nell'area di studio:

- parchi nazionali o regionali,
- siti della Rete Natura 2000,
- reti ecologiche regionali,
- riserve naturali ed altri tipi di aree protette,
- rotte migratorie.

Per gli elementi di cui al primo, secondo e quarto punto dell'elenco sopra citato, indicare la % di superficie interessata dall'area di studio.

Caratteristiche e criticità delle aree o degli elementi più a rischio in riferimento a specie vegetali o animali particolarmente impattate dalla tipologia di intervento prevista. Indicare la superficie ricadente nell'area di studio per ciascun parco, qualora rese disponibili.

Mappa con localizzazione delle aree protette, dei siti Natura 2000 e, se disponibili, degli habitat di interesse.

Interferenza con siti della Rete Natura 2000 – Area di Studio

- Ai fini della valutazione di incidenza del Piano di Sviluppo, l'area di studio viene caratterizzata, in funzione del livello di approfondimento della scheda, sulla base dei siti Natura 2000 eventualmente presenti:
 - localizzazione, numero e superficie dei siti della rete Natura 2000 presenti nell'area di studio;
 - tipologie dei siti Natura 2000 presenti (cfr. *Manuale gestione Siti Natura 2000*);
 - vulnerabilità dei siti Natura 2000 presenti (cfr. *Formulari Standard Natura 2000*);
 - presenza di macrostrutture ecologiche, quali rotte migratorie.

^{xvi} Paragrafo che esplicita il percorso di scelta o generazione delle alternative per il livello documentato nella scheda.

- Se sono stati applicati i criteri ERA/ERPA:
 - o riepilogo delle modalità di applicazione dei criteri,
 - o eventuali criticità incontrate,
 - o carta dei criteri ERA/ERPA,
 - o metodo utilizzato per individuare le alternative.
- Se non sono stati applicati i criteri ERA/ERPA:
 - o descrizione delle modalità di individuazione delle alternative localizzative (o dell'unica alternativa) di partenza proposte al Tavolo tecnico regionale/locale per avviare la concertazione.
- Per i criteri di localizzazione della stazione:
 - o **Carta di fattibilità tecnica e sociale**, ottenuta dall'integrazione dei seguenti parametri:
 - pendenze,
 - distanza dai centri urbani,
 - vicinanza a infrastrutture viarie utili,
 - vicinanza ad altre infrastrutture elettriche di interesse.

Carta localizzativa finale, risultante dalla sovrapposizione della Carta dei criteri ERA/ERPA e dalla Carta di fattibilità tecnica e sociale

^{xvii} Mappa che mostra il perimetro degli ambiti ottimali (si riferiscono alla procedura localizzazione stazione di cui al paragrafo 2.3.3 del RA 2009) alternativi individuati (come da procedura descritta nel paragrafo 2.3.3/RA2009), sovrapposto ad uno sfondo con i criteri ERA/ERPA, se utilizzati, con la carta localizzativa finale e contenente i confini provinciali e regionali, l'idrografia principale e le infrastrutture.

Breve descrizione delle alternative individuate,

Resoconto di sopralluoghi e analisi di ortofotocarte relativi agli ambiti (si riferiscono alla procedura localizzazione stazione di cui al paragrafo 2.3.3 del RA 2009) individuati, eventuale descrizione delle criticità riscontrate ed indicazione dei siti idonei identificati all'interno degli ambiti e dei criteri utilizzati^{xvii}.

Interferenza con siti della Rete Natura 2000 – Area di Intervento

Ai fini della valutazione di incidenza del Piano di Sviluppo, ogni alternativa individuata viene caratterizzata, in funzione del livello di approfondimento della scheda, sulla base dei siti Natura 2000 eventualmente presenti.

Livello di avanzamento **strategico**:

- localizzazione, numero e superficie dei siti della rete Natura 2000 presenti;
- presenza di macrostrutture ecologiche, quali rotte migratorie;
- percentuale di ogni sito interessato ricadente nella macroalternativa.

Livello di avanzamento **strutturale**:

- localizzazione, numero e superficie dei siti della rete Natura 2000 presenti;
- tipologie dei siti Natura 2000 presenti (cfr. *Manuale gestione Siti Natura 2000*);
- vulnerabilità dei siti Natura 2000 presenti (cfr. *Formulari Standard Natura 2000*)

Livello di avanzamento **attuativo**:

- localizzazione, numero e superficie dei siti della rete Natura 2000 presenti;
- presenza di habitat e specie e prioritari;
- presenza di habitat minacciati (cfr. *Libro Rosso degli Habitat d'Italia della Rete Natura 2000*),

^{xviii} Caratterizzazione dei siti alternativi mediante il set di indicatori indicato nel capitolo 2.3.4 del RA 2009.

^{xix} Resoconto di come, tramite la concertazione, si è giunti a definire una soluzione condivisa a partire da quelle proposte.

^{xx} Caratterizzazione della soluzione finale frutto della concertazione, attraverso gli stessi indicatori di cui sopra (si veda capitolo 2.3.4 del RA 2009) e con l'indicazione di eventuali misure di mitigazione, interventi di compensazione o criticità ancora irrisolte.

Interferenza con siti della Rete Natura 2000 – Soluzione condivisa

Ai fini della valutazione di incidenza del Piano di Sviluppo, viene caratterizzata la soluzione condivisa solo nel caso sia diversa dalle alternative riportate nella sezione G.2.

^{xxi} Alla luce degli esiti del percorso compiuto, cenno alle attività in corso e previsione delle attività che seguiranno.

^{xxii} Eventuale elenco dell'ulteriore documentazione disponibile sul sito dedicato relativamente all'intervento, eventuale rimando ai Rapporti Ambientali precedenti contenenti informazioni a riguardo dell'opera, studi, verbali, osservazioni, delibere, cartografia.

ALLEGATO C

-

SOGGETTI CON COMPETENZE AMBIENTALI

Questo allegato elenca i soggetti con competenze ambientali che vengono consultati sul presente Rapporto Ambientale: nella prima tabella i soggetti di livello nazionale, nella seconda quelli di livello regionale. Si prega di segnalare le informazioni mancanti relativamente a uffici di riferimento e referenti, nonché comunicare eventuali lacune o errori, per quanto di propria competenza.

Ente	Ufficio	Referente	email
Ministero per lo sviluppo economico	Direzione Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica	Sara Romano (direttore generale)	sara.romano@sviluppoeconomico.gov.it
	Direzione Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica	Gianfelice Poligioni Claudio Maffei	gianfelice.poligioni@sviluppoeconomico.gov.it claudio.maffei@sviluppoeconomico.gov.it
Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare	Direzione generale per la protezione della natura e del mare	Aldo Cosentino (direttore generale)	dpn-dg@minambiente.it
	Direzione generale per lo sviluppo sostenibile, il clima e l'energia	Corrado Clini (direttore generale)	pia-sdg@minambiente.it
	Direzione generale per la tutela del territorio e delle risorse idriche		
	Direzione generale degli affari generali e del personale	Nicola Storto (direttore generale)	storto.nicola@minambiente.it
	Direzione per le valutazioni ambientali	Mariano Grillo (direttore generale)	grillo.mariano@minambiente.it
	Direzione per le valutazioni ambientali	Giuseppe Italiano (direttore)	italiano.giuseppe@minambiente.it
		Luciana Polizzy	polizzy.luciana@minambiente.it
		Paolo Boccardi	boccardi.paolo@minambiente.it
	Sottocommissione VAS	Giuseppe Caruso	giuseppe.caruso@giustizia-amministrativa.it gcaruso@etna.it
Sottocommissione VAS	Cesare Donnhauser	donnauser.cesare@miniambiente.it	
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale	Dipartimento stato dell'ambiente e metrologia ambientale	Roberto Caracciolo (capo dipartimento)	roberto.caracciolo@apat.it
		Vincenzo Grimaldi Giampiero Baccaro Anna Cacciuni Settimio Fasano Patrizia Fiorletti Marilena Flori Gianluca Leone Adelaide Polizzotti Stefano Pranzo Paolo Sciacca Valentina Sini Giulio Vulcano	carmela.bumbaca@apat.it giampiero.baccaro@apat.it anna.cacciuni@apat.it settimio.fasano@apat.it patrizia.fiorletti@apat.it marilena.flori@apat.it gianluca.leone@apat.it mariaadelaide.polizzotti@apat.it stefano.pranzo@apat.it paolo.sciacca@apat.it valentina.sini@apat.it giulio.vulcano@apat.it
Ministero per i beni e	Direzione Generale per il Paesaggio,	Roberto Cecchi direttore	segreteriadirettore@bap.beniculturali.it

Ente	Ufficio	Referente	email
le attività culturali	le Belle Arti, l'Architettura e l'Arte Contemporanea Servizio IV-Tutela e Qualità del Paesaggio	Daniela Sandroni dirigente	daniela.sandroni@beniculturali.it
		Riccardo Brugnoli	r.brugnoli@bap.beniculturali.it
		Piero Aebischer Annino Isola Paola Bianchi Maria Maddalena Alessandro Silvia Patrignani Stefania Cancellieri Rocco Tramutola Giacomo Carlo Tropeano Alessandra Fassio	p.aebischer@bap.beniculturali.it a.isola@bap.beniculturali.it paola.bianchi@beniculturali.it mmalessandro@beniculturali.it s.patrignani@bap.beniculturali.it stefania.cancellieri@beniculturali.it r.tramutola@bap.beniculturali.it gc.tropeano@bap.beniculturali.it alessandra.fassio@beniculturali.it
Parco nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise			info@parcoabruzzo.it
Parco nazionale Alta Murgia			info@parcoaltamurgia.it
Parco nazionale Appennino Tosco- Emiliano			info@parcoappennino.it parcotoscoemiliano@libero.it
Parco nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri			info@parcoappenninolucono.it
Parco nazionale dell'Arcipelago di La Maddalena			info@lamaddalenapark.it
Parco nazionale Arcipelago Toscano			parco@islepark.it
Parco nazionale dell'Asinara			parco@asinara.org
Parco nazionale Aspromonte			enteparcoaspromonte@tin.it
Parco nazionale del Circeo			pn.circeo@parks.it
Parco nazionale del Cilento e Vallo di Diano			a.aloia@cilentoediano.it
Parco nazionale delle Dolomiti Bellunesi			info@dolomitipark.it
Parco nazionale delle Cinque Terre			info@parconazionale5terre.it
Parco nazionale Foreste Casentinesi, Monte Falterona, Campigna			info@parcoforestecasentinesi.it
Parco nazionale del Gargano			direttore@parcogargano.it
Parco nazionale del Gennargentu			parcogennargentu@tiscalinet.it
Parco nazionale del Gran Paradiso			segreteria@pngp.it
Parco nazionale Gran Sasso e Monti della Laga			ente@gransassolagapark.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Parco nazionale della Majella			caterina.terribile@parcomajella.it
Parco nazionale dei Monti Sibillini			salvi@sibillini.net parco@sibillini.net
Parco nazionale del Pollino			ente@parcopollino.it
Parco nazionale della Sila			info@parcosila.it
Parco nazionale dello Stelvio			info@stelviopark.it
Parco nazionale della Val Grande			info@parcovalgrande.it
Parco nazionale del Vesuvio			protocollo@parconazionaledelvesuvio.it
Autorità di bacino del fiume Po			segreteria@adbpo.it
Autorità di bacino del fiume Adige			authority@bacino-adige.it
Autorità di bacino dei fiumi dell'Alto Adriatico			segreteria@adbve.it
Autorità di bacino del fiume Arno			l.delfante@adbarno.it segretario@adbarno.it
Autorità di bacino del fiume Tevere			segreteria@abtevere.it
Autorità di Bacino del Fiume Liri-Garigliano e Volturno			settore.pareri@autoritabacino.it
Autorità di Bacino del Fiume Serchio			segreteria@bacinoserchio.it
Unione delle Province d'Italia			upiroma@tin.it
Unione Nazionale Comuni, Comunità, Enti montani			uncem.nazionale@uncem.net
Associazione Nazionale Comuni Italiani			info@anci.it
Amici della Terra	Amministrazione		amiterra@amicidellaterra.it
Green Peace Italia	Dipartimento comunicazione	Andrea Pinchera (direttore)	andrea.pinchera@it.greenpeace.org
Italia Nostra	Ufficio Territorio		info@italianostra.org
Lega Italiana Protezione Uccelli	Direzione generale	Elena D'Andrea (direttore generale)	elena.dandrea@lipu.it
Legambiente	Direzione generale	Roberto Della Seta (presidente)	legambiente@legambiente.eu
WWF Italia	Direzione comunicazione e relazioni con le imprese	Irma Biseo	i.biseo@wwf.it

Per ogni Regione e Provincia Autonoma d'Italia vengono consultati: l'ufficio competente in materia di valutazione ambientale, quello competente in materia di energia, le Agenzie regionali per la protezione dell'ambiente e le Direzioni regionali per i beni culturali e paesaggistici del MiBAC.

Ente	Ufficio	Referente	email
Regione Abruzzo	Direzione parchi, territorio, ambiente, energia	Antonio Sorgi (direttore)	antonio.sorgi@regione.abruzzo.it
	Direzione parchi, territorio, ambiente, energia - Tutela, valorizzazione del paesaggio e valutazione ambientale	Patrizia Pisano	patrizia.pisano@regione.abruzzo.it
	Direzione parchi, territorio, ambiente, energia - Politica energetica, qualità dell'aria e SINA	Iris Flacco	iris.flacco@regione.abruzzo.it
	Direzione Territorio, Parchi, Ambiente e Energia	Andrea Alessandrini Luca Iagnemma Angelo Tarquini Tommaso Valerio	andrea.alessandrini@regione.abruzzo.it luca.iagnemma@regione.abruzzo.it angelo.tarquini@regione.abruzzo.it tommaso.valerio@regione.abruzzo.it
Agenzia Regionale per la Tutela dell'Ambiente della Regione Abruzzo		Gaetano Basti	info@artaabruzzo.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Abruzzo		Anna Maria Reggiani	dirregabruzzo@beniculturali.it
Regione Basilicata	Direzione Generale Ambiente, Territorio e Politiche della Sostenibilità	Viviana Capiello (dirigente generale)	dg_ambiente.territorio@regione.basilicata.it
	Direzione generale Ambiente, Territorio, Politiche della Sostenibilità - Ufficio Compatibilità Ambientale	Salvatore Lambiase Nicola Grippa	salvatore.lambiase@regione.basilicata.it nicola.grippa@regione.basilicata.it
	Direzione generale Attività Produttive, Politiche dell'Impresa, Innovazione tecnologica	Andrea Freschi (dirigente generale)	dg_attivita.produttive@regione.basilicata.it
	Direzione generale Attività Produttive, Politiche dell'Impresa, Innovazione tecnologica - Ufficio Energia	Luigi Gianfranceschi	luigi.gianfranceschi@regione.basilicata.it
		Giuseppe Bianchini Luigi Gianfranceschi Massimo Scuderi Angelo Rinaldi Giuseppe Rasola	giuseppe.bianchini@regione.basilicata.it luigi.gianfranceschi@regione.basilicata.it massimo.scuderi@regione.basilicata.it autorita.ambientale@regione.basilicata.it girasola@regione.basilicata.it
Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente della Basilicata		Vincenzo Sigillito Adriana Bianchini	info@arpab.it adriana.bianchini@arpab.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Basilicata		Alfredo Giacomazzi	dirregbasilicata@beniculturali.it
Provincia autonoma di Bolzano	Dipartimento all'urbanistica, ambiente ed energia	Walter Huber (direttore)	walter.huber@provincia.bz.it
	Dipartimento all'urbanistica, ambiente ed energia – Ufficio tutela del paesaggio	Adriano Oggiano	adriano.oggiano@provincia.bz.it
	Dipartimento all'urbanistica, ambiente ed energia - Ripartizione Acque Pubbliche ed Energia	Oscar Misfatto	acque.energia@provincia.bz.it
Agenzia provinciale per l'ambiente	Ufficio valutazione dell'impatto ambientale	Paul Gaensbacher Luigi Minach	paul.gaensbacher@provincia.bz.it luigi.minach@provincia.bz.it
Regione Calabria	Dipartimento Politiche dell'ambiente	Giuseppe Graziano (direttore generale)	g.graziano@regcal.it
	Dipartimento Attività Produttive	Francesco De Grano (direttore generale)	f.degrano@regcal.it
	Dipartimento Attività Produttive – Settore 2 Politiche energetiche	Carmelo Misiti	c.misiti@regcal.it
		G. Ferraro A. Tavernese	g.ferraro@regcal.it a.tavernese@regcal.it
Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente della Calabria		Vincenzo Mollace	sedecentrale@arpacal.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Calabria		Paolo Scarpellini	dirregcalabria@beniculturali.it
Regione Campania	Area Governo del Territorio, Tutela Beni, Paesistico-Ambientali e Culturali	Maria Adinolfi	m.adinolfi@regione.campania.it
	Area Governo del Territorio, Tutela Beni, Paesistico-Ambientali e Culturali – Settore Politica del territorio	Luigi Lucarelli	l.lucarelli@regione.campania.it
	Area generale di coordinamento Ecologia – Tutela dell'Ambiente – C.I.A.	Antonio Risi Vincenzo Pellecchia	autorita.ambientale@regione.campania.it vincenzo_pellecchia@fastwebnet.it
	Area sviluppo attività settore secondario	Federico Lasco (coordinatore)	f.lasco@regione.campania.it agc12@regione.campania.it
	Area sviluppo attività settore secondario – servizio energia e affari generali	Vincenzo Guerriero	v.guerriero@regione.campania.it
	Settore tutela ambiente	Maddalena Grazioli Luigi Rauci	m.grazioli@maildip.regione.campania.it l.rauci@regione.campania.it
		Marina Sacco	m.sacco@eficampania.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Campania		Luciano Capobianco	info@arpacampania.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Campania		Pio Baldi	dirregcampania@beniculturali.it
Regione Emilia-Romagna	Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa	Giuseppe Bortone (direttore)	dgambsegr@regione.emilia-romagna.it
	Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa - Valutazione impatto e promozione sostenibilità ambientale	Alessandro Di Stefano Rosanna Zavattini	via@regione.emilia-romagna.it rzavattini@regione.emilia-romagna.it
	Direzione Generale Attività Produttive, Commercio, Turismo	Morena Diazzi (direttore)	attprod@regione.emilia-romagna.it
	Direzione Generale Attività Produttive, Commercio, Turismo	Massimo Cenerini (direttore)	energia@regione.emilia-romagna.it
Agenzia regionale per la prevenzione e l'ambiente dell'Emilia-Romagna	Area Progetti Complessi Energia, Via, Vas, Ecosistemi Naturali	Paolo Cagnoli	pcagnoli@arpa.emr.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Emilia Romagna		Carla Di Francesco	dirregemilia@beniculturali.it segreteria@darb.beniculturali.it;
Regione Friuli Venezia Giulia	Direzione ambiente e lavori pubblici	Roberto Della Torre (direttore centrale)	ambiente.ll.pubblici@regione.fvg.it
	Direzione ambiente e lavori pubblici - Servizio valutazione impatto ambientale	Paolo Cartagine Ramiro Castro Rossana Giorgi Paola Porro Valentina Tull	s.via@regione.fvg.it ramiro.castro@regione.fvg.it rossana.giorgi@regione.fvg.it paola.porro@regione.fvg.it valentina.tull@regione.fvg.it
	Pianificazione territoriale, energia, mobilità e infrastrutture di trasporto	Dario Danese (direttore centrale)	viab.trasporti@regione.fvg.it
	Pianificazione territoriale, energia, mobilità e infrastrutture di trasporto - Servizio infrastrutture energetiche e di telecomunicazione	Pietro Giust	pietro.giust@regione.fvg.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente del Friuli Venezia Giulia		Giorgio Matassi Paolo Bascaglia	dirtec@arpa.fvg.it segreteria@arpa.fvg.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici del Friuli Venezia Giulia		Roberto Di Paola	dirregfriuli@beniculturali.it
Regione Lazio	Direzione Ambiente e cooperazione tra i popoli	Giovanna Bargagna	gbargagna@regione.lazio.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Direzione Ambiente e cooperazione tra i popoli - Area valutazione impatto ambientale e danno ambientale	Bruno D'Amato Maria Gabriella Lalli A.L. Gizzi	bdamato@regione.lazio.it mglalli@regione.lazio.it agizzi@regione.lazio.it
	Direzione attività della Presidenza	Agostino Coinu (direttore)	acoinu@regione.lazio.it
	Direzione attività della Presidenza – Area Energia e Rifiuti	Mauro Berrettoni	mberrettoni@regione.lazio.it
	Assessorato Piccola Media Impresa Commercio e Artigianato - Dip. Economico Occupazionale - Direzione Regionale delle Attività Produttive	I. Bergamini (direttore)	ibergamini@regione.lazio.it
	Assessorato Urbanistica - Dip. Territorio - Direzione Territorio e Urbanistica	D. Iacovone (direttore)	diacovone@regione.lazio.it
	Assessorato Lavori Pubblici - Dip. Territorio - Direzione Infrastrutture	Maurizio Meiattini (direttore)	mmeiattini@regione.lazio.it
	Assessorato Piccola Media Impresa Commercio e Artigianato - Dip. Economico Occupazionale - Direzione Agricola	G. Settimi (direttore)	gsettimi@regione.lazio.it
		Fabio Pelli	fpelli@regione.lazio.it
Agenzia Regionale Protezione Ambientale del Lazio	Corrado Carrubba	direzione.gen@arpalazio.it	
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici del Lazio	Luciano Marchetti	dr-laz@beniculturali.it	
Regione Liguria	Dipartimento Ambiente	Gabriella Minervini (direttore generale)	gabriella.minervini@regione.liguria.it
	Dipartimento Ambiente	Edoardo De Stefanis	edoardo.destefanis@regione.liguria.it
	Dipartimento Ambiente - Settore Valutazione Impatto Ambientale	Paola Solari	paola.solari@regione.liguria.it
	Dipartimento Ambiente - Ufficio Energia	Gianfranco Aresca Lidia Badalato Andrea Picollo	gianfranco.aresca@regione.liguria.it lidia.badalato@regione.liguria.it andrea.picollo@regione.liguria.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente Ligure	Bruno Soracco	info@arpal.org	
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Liguria	Pasquale Bruno Malara	dirregliguria@beniculturali.it	
Regione Lombardia	Direzione generale territorio e urbanistica	Mario Nova (direttore generale)	mario_nova@regione.lombardia.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Direzione generale territorio e urbanistica - Struttura valutazione ambientale strategica	Alberto De Luigi Piero Garbelli Fabio Raul Cremascoli Mario Nova	alberto_de_luigi@regione.lombardia.it piero_garbelli@regione.lombardia.it Fabio_Raul_Cremascoli@regione.lombardia.it mario_nova@regione.lombardia.it
	Direzione generale reti e servizi di pubblica utilità	Raffaele Tiscar (direttore generale)	raffaele_tiscar@regione.lombardia.it
	Direzione generale reti e servizi di pubblica utilità - Sviluppo reti e investimenti	Lino Bertani	lino_bertani@regione.lombardia.it
Agenzia regionale per la Protezione dell'Ambiente della Lombardia		Franco Picco	info@arpalombardia.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Lombardia		Gino Famiglietti	gino.famiglietti@beniculturali.it
Regione Marche	Servizio ambiente e paesaggio	Antonio Minetti (direttore)	antonio.minetti@regione.marche.it servizio.ambiente@regione.marche.it
	Servizio ambiente e paesaggio	Caterina Cucchi Massimo Spigarelli	caterina.cucchi@regione.marche.it massimo.spigarelli@regione.marche.it
	Servizio ambiente e paesaggio – Valutazioni ed Autorizzazioni ambientali	David Piccinini	david.piccinini@regione.marche.it
	Servizio Industria Artigianato ed Energia - Energia, fonti rinnovabili e risparmio energetico	Luciano Calvarese	luciano.calvarese@regione.marche.it
Agenzia regionale per la Protezione dell'Ambiente delle Marche		Federica Allegrezza	federica.allegrezza@ambiente.marche.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici delle Marche		Paolo Carini	dirregmarche@beniculturali.it
Regione Molise	Direzione generale Politiche del territorio e dei trasporti, pianificazione urbanistica, beni ambientali, politiche della casa - Servizio Conservazione e tutela dell'ambiente e VIA	Giovanni Di Renzo (direttore generale)	direnzo@regione.molise.it
	Direzione generale Organizzazione E Gestione Delle Risorse Umane, Caccia E Pesca Sportiva, Ambiente, Rapporti Con I Molisani Nel Mondo, Cultura, Istruzione, Rapporti Con Gli Enti Locali - Servizio conservazione della natura e valutazione impatto ambientale	Rossella Perrella	rossella.perrella@regione.molise.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Politiche agricole e forestali politica della montagna, pesca produttiva, attività produttive, cave e torbiere, energia, turismo, sport	Lorenzo Ortis	dirgen2@regione.molise.it
	Politiche agricole e forestali politica della montagna, pesca produttiva, attività produttive, cave e torbiere, energia, turismo, sport - Servizio Energia ed Attività Estrattive	Luigi Vecere	servizioenergia@regione.molise.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale del Molise		Luigi Petracca	dirgen@arpamolise.it
Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici del Molise		Ruggero Pentrella	dirregmolise@beniculturali.it
Regione Piemonte	Direzione Tutela e Risanamento Ambientale, Programmazione e Gestione Rifiuti	Salvatore De Giorgio	salvatore.degiorgio@regione.piemonte.it
	Direzione Tutela e Risanamento Ambientale, Programmazione e Gestione Rifiuti	Filippo Baretta	filippo.baretta@regione.piemonte.it
	Direzione Tutela e Risanamento Ambientale, Programmazione e Gestione Rifiuti	Giuseppina Sestito	giuseppina.sestito@regione.piemonte.it
		Immacolata Laltrelli	vas@regione.piemonte.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale Piemonte		Silvano Ravera	via.vas@arpa.piemonte.it direzionegenerale@arpa.piemonte.it
Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici del Piemonte		Liliana Pittarello	dr-pie.direzione@beniculturali.it
Regione Puglia	Settore Ecologia e attività estrattive - Autorità ambientale regionale	Giuseppe Angelini	settoreambiente@regione.puglia.it
	Settore Ecologia e attività estrattive Autorità ambientale regionale - Ufficio VAS	Luca Limongelli	ufficio.vas@regione.puglia.it
	Settore Industria ed Industria energetica	Davide Filippo Pellegrino	settoreindustria@regione.puglia.it
	Settore Industria ed Industria energetica - Ufficio Industria energetica	Gaetano Lavopa	ufficio.energia@regione.puglia.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale Puglia		Giorgio Assennato	dg@arpa.puglia.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici della Puglia		Ruggero Martines	dirregpuglia@beniculturali.it
Regione Sardegna	Direzione generale della difesa dell'ambiente	Efisio Orrù (direttore generale)	difesa.ambiente@regione.sardegna.it
	Direzione generale della difesa dell'ambiente - Servizio della sostenibilità ambientale e valutazione impatti	Franca Leuzzi	amb.savi@regione.sardegna.it
	Direzione generale dell'industria - Servizio energia	Antonio Pusceddu Sergio Virgilio Cucciu	ind.energia@regione.sardegna.it industria@regione.sardegna.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Sardegna		Carla Testa	info@arpa.sardegna.it
Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici della Sardegna		Elio Garzillo	dirregsardegna@beniculturali.it
Regione Sicilia	Dipartimento Territorio e Ambiente	Pietro Tolomeo (direttore generale)	dta@artasicilia.it
	Dipartimento Territorio e Ambiente – Servizio VAS e VIA	Vincenzo Sansone Guglielmo Loria	vsansone@artasicilia.it gloria@artasicilia.it
	Dipartimento Industria	Giuseppe Incardona (direttore generale)	giuseppe.incardona@regione.sicilia.it
	Ufficio speciale per il coordinamento delle iniziative energetiche	Gandolfo Gallina Claudio Basso	ggallina@regione.sicilia.it cbasso@regione.sicilia.it
		Giovanni Candurra	industriamoci@regione.sicilia.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente		Sergio Marino	arpa@arpa.sicilia.it
Direzione generale del dipartimento beni culturali, ambientali ed educazione permanente		Romeo Palma	dirgenbca@regione.sicilia.it
Regione Toscana	Direzione Generale Presidenza	Valerio Pelini (direttore generale)	valerio.pelini@regione.toscana.it
	Direzione generale Presidenza - Settore Strumenti della Valutazione Integrata e dello Sviluppo Sostenibile	Moreno Mugelli	moreno.mugelli@regione.toscana.it
	Direzione Generale Politiche Territoriali e Ambientali	Mauro Grassi (direttore generale)	mauro.grassi@regione.toscana.it
	Direzione Generale Politiche Territoriali e Ambientali - Settore energia	Edo Bernini	edo.bernini@regione.toscana.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Direzione Generale delle Politiche Territoriali ed Ambientali - Settore Tutela dall'inquinamento elettromagnetico ed acustiche e radioattività ambientale	Luigi Giardina	luigi.giardina@regione.toscana.it
		Fabiana Annibali Riccardo Guardi Elena Poli	fabiana.annibali@regione.toscana.it riccardo.guardi@regione.toscana.it elena.poli@regione.toscana.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Toscana		Sonia Cantoni	dirgen@arpat.toscana.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Toscana		Mario Lolli Ghetti	dirregtoscana@beniculturali.it
Provincia Autonoma di Trento	Dipartimento Urbanistica e Ambiente	Fabio Scalet (dirigente generale)	dip.urbambiente@provincia.tn.it
	Dipartimento Urbanistica e Ambiente	Paola Matonti	dip.urbambiente@provincia.tn.it
	Agenzia provinciale per l'energia	Roberto Bertoldi	roberto.bertoldi@provincia.tn.it
	Agenzia provinciale per l'energia - Servizio gestioni ed autorizzazioni in materia di energia	Franco Pocher	franco.pocher@provincia.tn.it
Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente		Fabio Berlanda	appa@provincia.tn.it
Regione Umbria	Dipartimento Politiche Territoriali, Ambiente ed Infrastrutture	Luciano Tortoioli (direttore)	attambiente@regione.umbria.it
	Direzione Politiche Territoriali, Ambiente ed Infrastrutture – Servizio Programmi per l'assetto del territorio - Servizio VIA	Nicola Beranzoli Alfredo Manzi	pat@regione.umbria.it amanzia@regione.umbria.it
	Direzione Regionale Sviluppo Economico e Attivita' Produttive, Istruzione, Formazione e Lavoro	Ciro Becchetti (direttore generale)	cbecchetti@regione.umbria.it
	Direzione Regionale Sviluppo Economico e Attivita' Produttive, Istruzione, Formazione e Lavoro – Servizio energia	Pierluigi Manna Roberta Rosichetti	pmanna@regione.umbria.it servizioenergia@regione.umbria.it
		Marco Trinei	mtrinei@regione.umbria.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale dell'Umbria		Fabio Mariottini	arpa@arpa.umbria.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Umbria		Francesco Scoppola	dirregumbria.info@beniculturali.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Regione Valle d'Aosta	Dipartimento territorio, ambiente e risorse idriche	Raffaele Rocco (coordinatore)	r.rocco@regione.vda.it
	Direzione Ambiente. Assessorato Territorio e Ambiente	Liliana Cazaban (direttore)	l.cazaban@regione.vda.it
	Dipartimento territorio, ambiente e risorse idriche - Direzione Ambiente Servizio -Valutazione Impatto Ambientale	Paolo Bagnod	p.bagnod@regione.vda.it
	Dipartimento industria, artigianato ed energia	Massimiliano Cadin	m.cadin@regione.vda.it
	Dipartimento industria, artigianato ed energia - Direzione Energia	Mario Sorsoloni	m.sorsoloni@regione.vda.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente		Donatella Ducourtil Edmondo Nocerino	d.ducourtil@arpa.vda.it arpa@arpa.vda.it
Direzione tutela beni paesaggistici e architettonici		C. Salussolia R. Domaine	c.salussolia@regione.vda.it r.domaine@regione.vda.it
Regione Veneto	Direzione Tutela Ambiente	Fabio Fior (direttore)	ambiente@regione.veneto.it
	Direzione Tutela Ambiente	Roberto Pelloni	roberto.pelloni@regione.veneto.it
	Unità di progetto Energia	Alberto Conte	energia@regione.veneto.it
	Direzione Valutazione Progetti ed Investimenti	Giovanni Battista Pisani	giovannibattista.pisani@regione.veneto.it
Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto	Servizio Valutazioni Ambientali e degli Impatti sulla Salute	Paolo Bortolami	dsiea@arpa.veneto.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici del Veneto		Ugo Soragni	dirregveneto@beniculturali.it

ALLEGATO D

-

RECEPIMENTO PRESCRIZIONI

<u>1</u>	<u>GENERALITÀ</u>	<u>3</u>
<u>2</u>	<u>INTEGRAZIONE DELLE CONSIDERAZIONI AMBIENTALI NEL PIANO</u>	<u>5</u>
<u>3</u>	<u>RAPPORTO AMBIENTALE ED ESITI DELLE CONSULTAZIONI.....</u>	<u>24</u>
<u>4</u>	<u>RAGIONI DELLA SCELTA DEL PIANO ADOTTATO ALLA LUCE DELLE ALTERNATIVE POSSIBILI INDIVIDUATE.....</u>	<u>25</u>
<u>5</u>	<u>MISURE DI MONITORAGGIO</u>	<u>26</u>
<u>6</u>	<u>DECISIONE IN MERITO ALL'APPROVAZIONE</u>	<u>28</u>

1 GENERALITÀ

Per il recepimento delle prescrizioni si fa riferimento alle modalità indicate nella Dichiarazione di Sintesi correlata alla VAS del PdS 2009, di seguito riportata.

Secondo quanto previsto dall'art. 16 del D.Lgs. 4/2008, la decisione in merito all'approvazione del Piano di Sviluppo (PdS) della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) avviene a seguito della trasmissione, da parte del proponente, Terna S.p.A., del piano e del rapporto ambientale, insieme con il parere motivato espresso dall'autorità competente, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC), e della documentazione acquisita nell'ambito della consultazione, al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), in quanto autorità procedente, cui compete l'approvazione del piano stesso.

Nell'espletare le funzioni in capo all'articolo 17 del suddetto decreto in merito all'informazione sulla decisione, il MiSE pubblica la decisione finale sulla Gazzetta Ufficiale, con l'indicazione delle sedi ove si possa prendere visione del piano adottato e di tutta la documentazione oggetto dell'istruttoria. Sono inoltre resi pubblici, anche attraverso la pubblicazione sui siti web delle autorità interessate:

- il parere motivato espresso dall'autorità competente;
- una dichiarazione di sintesi in cui si illustra in che modo le considerazioni ambientali sono state integrate nel piano o programma e come si è tenuto conto del rapporto ambientale e degli esiti delle consultazioni, nonché le ragioni per le quali è stato scelto il piano adottato, alla luce delle alternative possibili individuate;
- le misure adottate in merito al monitoraggio.

2 PREMESSA

Il Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale per l'anno 2009, è stato trasmesso da Terna al Ministero per lo Sviluppo Economico in data 16 febbraio 2009 (prot. 0018185) in attuazione del "disciplinare di Concessione" approvato con decreto del Ministero delle attività produttive del 20 aprile 2005.

Con lettera del 2 novembre 2009 (prot. exDSA-2009-0029143) il MATTM ha trasmesso il parere motivato in sede di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) del Piano, espresso di concerto con il MiBAC (ai sensi dell'articolo 7, c. 5 del d.lgs. n. 4/08), acquisito dal MiSE in data 5 novembre, prot. 0123865, che contiene un giudizio positivo con alcune prescrizioni e raccomandazioni.

Con il presente documento il MiSE formalizza la conclusione della procedura di VAS applicata al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale 2009.

3 INTEGRAZIONE DELLE CONSIDERAZIONI AMBIENTALI NEL PIANO

Al fine di favorire un'ulteriore integrazione delle considerazioni ambientali nel processo di pianificazione dello sviluppo della RTN, si riportano di seguito le prescrizioni/raccomandazioni con la relativa modalità operativa in cui si ritiene possano essere integrate, per quanto tecnicamente possibile e nel rispetto delle norme che regolano il servizio elettrico, nel Piano di Sviluppo 2009 o, ove non espressamente indicato, nei successivi Piani.

- **PRESCRIZIONI DEL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE**

1. La scelta di una macroalternativa, a livello strategico, deve tener conto, oltre che delle esigenze di approvvigionamento elettrico, anche delle considerazioni ambientali, sulla base delle quali si procederà nelle analisi ai livelli successivi (strutturale e attuativo).

Si ritiene che le finalità della prescrizione siano già perseguite da Terna nella predisposizione dei piani di sviluppo.

Si rammenta, come già condiviso nell'ambito del Tavolo VAS nazionale, che l'individuazione delle esigenze elettriche nel PdS avviene ai sensi e in ottemperanza del DM 20 aprile 2005.

La valutazione delle macroalternative e la scelta di quella ottimale già tengono conto, infatti, delle considerazioni ambientali. Inoltre, gli indicatori utilizzati in fase strategica (alla/e macroalternativa/e), tengono conto degli aspetti ambientali interessati, che vengono ulteriormente sviluppati e approfonditi nelle analisi dei livelli successivi di VAS (strutturale e attuativo).

Pertanto si intende che le finalità della prescrizione siano già perseguite.

Tali considerazioni valgono anche con riferimento alla analoga prescrizione del MIBAC riportata di seguito nel presente documento.

2. Devono essere definite le metodologie e la costruzione delle base-dati necessarie per la caratterizzazione e analisi ambientale degli interventi relativamente agli aspetti riguardanti la salute umana, l'interferenza con il sistema delle aree protette, in particolare con l'avifauna, e l'impatto paesaggistico, partendo dalla definizione e applicazione di indicatori in alcuni contesti regionali, dove sono presenti dati e informazioni pertinenti e soprattutto dove tali aspetti sono rilevanti. Tale lavoro è coordinato dal Gruppo di lavoro (GdL) "Monitoraggio" nell'ambito del tavolo di valutazione ambientale del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009; coordinato dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS.

Anche in questo caso risulta che la prescrizione sia già stata accolta da Terna.

Infatti, le metodologie e la costruzione delle base-dati utilizzate da Terna nel Rapporto Ambientale, per la caratterizzazione e analisi ambientale degli interventi, sono state definite in maniera condivisa nell'ambito dei lavori del Tavolo VAS Nazionale; in particolare, con riferimento agli aspetti relativi alla salute umana questi sono integrati nel set di indicatori.

Si invita Terna a esplicitare meglio le metodologie e le fonti-dati utilizzate, evidenziando la coerenza con i lavori del Tavolo.

Per quanto attiene la definizione degli indicatori di monitoraggio, Terna dovrà integrare il PdS 2009 individuando, ai sensi dell'art. 18, c.2 del D.Lgs. 4/08, "le responsabilità e la sussistenza delle risorse necessarie per la realizzazione e gestione del monitoraggio".

A tale proposito risulta che Terna, in qualità di proponente e in attuazione dell'art. 11, c.2, lett. b) del D.Lgs. 4/08, abbia già definito in collaborazione con l'autorità competente le modalità di monitoraggio, come si evince dalla nota ufficiale trasmessa in data 16 luglio 2009 alla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA-VAS del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministero per i Beni e le Attività Culturali e allo scrivente Ministero.

3. Per quanto riguarda in particolare le componenti, ambientali e non, da considerare, si ritiene opportuno prevedere:

- l'esame di alternative che tengano conto della densità della popolazione interessata, con riferimento sia alla situazione esistente, sia ai nuovi interventi proposti (si veda l'Allegato "Monitoraggio" al Parere n.344 del 29 luglio 2009 della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS;
- l'individuazione dei principali corridoi ecologici, con particolare riferimento a quelli interessati da rotte migratorie dell'avifauna.

Si ritiene che il livello di dettaglio richiesto, con particolare riferimento alla densità della popolazione potenzialmente interessata dagli interventi di sviluppo della RTN, risulta essere appropriato per la procedura di VIA dei progetti, piuttosto che per la procedura di VAS del Piano.

Infatti, le alternative individuate e valutate in sede di VAS, corridoi (in fase strutturale) e fasce di fattibilità (in fase attuativa), non rappresentano, per la loro ampia dimensione, il luogo dei punti ove sarà collocato, in futuro, il tracciato, bensì l'area (larga alcuni chilometri nei corridoi e alcune centinaia di metri nelle fasce di fattibilità) ove il tracciato, attraverso ulteriori approfondimenti propri della fase progettuale (di assoluta competenza della VIA), potrà essere situato e, quando lo sarà, interesserà solo una porzione marginale dello stesso.

Con riferimento alla popolazione esistente, si evidenzia come, allo stato attuale, non risultino disponibili dati puntuali, ufficiali, omogenei e georeferiti su tutto il territorio nazionale e relativi alla popolazione residente.

La garanzia di tutela della popolazione potenzialmente interessata dagli interventi di sviluppo, risulta essere pienamente assicurata dalla metodologia che Terna adotta nell'individuazione delle fasce di fattibilità, applicando un buffer di 50 m attorno ad ogni singolo edificio censito nella C.T.R. (Carta Tecnica Regionale, scala 1:10.000), considerandolo sempre e comunque come se fosse totalmente abitato 24 ore al giorno, quindi in maniera ancora più restrittiva di quanto la norma stessa disponga.

Per quanto concerne l'individuazione dei corridoi ecologici, con particolare riferimento a quelli interessati da rotte migratorie dell'avifauna, si ritiene condivisibile la prescrizione, purchè tali strati informativi, siano fruibili in ambiente GIS e siano forniti per tempo dalle Amministrazioni competenti.

Si invita Terna a verificare l'attuazione della prescrizione.

4. Circa i potenziali effetti generati da cavi sottomarini si aggiunge una integrazione alla tabella relativa alla fase di cantiere:

Potenziali effetti sulle componenti ambientali - elettrodotti sottomarini:

Componente ambientale	Tipologia Intervento	Potenziali effetti		Possibili mitigazioni
		Regime	Cantiere	
Ambiente marino	realizzazione		movimentazione di sedimenti, aumento della torbidità delle acque con possibili ripercussioni sulle aree limitrofe, dovuto alle correnti, potenziale rischio di inquinamento in caso di sversamento o dilavamento di olii e combustibili; potenziale rischio di inquinamento dovuto alla risospensione di sedimenti inquinati;	adozioni di specifiche procedure e modalità tecnico operative che riducano il rischio di inquinamento legato allo svolgimento delle attività, con particolare attenzione alle biocenosi di elevato interesse naturalistico e agli usi legittimi del mare (impianti di acquacoltura)

Si invita Terna ad esplicitare le modalità operative e procedurali che vengono utilizzate per mitigare il rischio di inquinamento di cui sopra con riferimento alla posa dei cavi sottomarini.

5. Devono essere calcolati i valori medi degli indicatori per ogni Regione, in modo da consentire la costruzione di bilanci regionali di sostenibilità relazionabili e interfacciabili tra loro permettendo anche la ricostruzione di un coerente quadro nazionale.

Si ritiene che la prescrizione debba essere accolta, con la precisazione che Terna dovrà fornire i valori medi degli indicatori a livello regionale, in relazione all'applicazione del Piano di Sviluppo, ovvero con riferimento all'area di studio di ogni intervento.

6. Ai fini di una valutazione globale del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009 e vista l'eterogeneità del territorio nazionale, deve essere normalizzata l'incidenza della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale su una determinata tipologia di area al tasso di copertura del suolo di quella tipologia di area in modo tale da rendere possibile un'aggregazione dei valori ottenuti per ciascuna tipologia di area e consentire una valutazione del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009 nel suo complesso e/o per livello territoriale (es. regione) e controllare l'andamento di tali indici annualmente per verificare nel tempo le prestazioni ambientali del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009 e fornire indicazioni importanti per la successiva pianificazione”.

Si accoglie la prescrizione, con la precisazione che la VAS si applica al Piano di Sviluppo e non alla rete esistente; pertanto l'incidenza del Piano, ovvero degli interventi di sviluppo previsti e in concertazione, potrà essere normalizzata su una determinata tipologia di area al tasso di copertura del suolo di quella tipologia.

7. Sono a carico dell'Autorità procedente, attraverso il concessionario Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A, i costi relativi al monitoraggio del Piano, che dovrà garantire il costante ed aggiornato accesso ai dati rilevati mediante un collegamento informatico che risponda alle specifiche del S.P.C. (Sistema Pubblico di Connettività).

Come già evidenziato nelle considerazioni inerenti la prescrizione n. 1 , ai sensi dell'art. 18, comma 2 del D.Lgs. 4/08, “il Piano individua le responsabilità e la sussistenza delle risorse necessarie per la realizzazione e gestione del monitoraggio”.

Si concorda pertanto con la prescrizione in merito alla definizione dei costi relativi al monitoraggio del Piano, di competenza del proponente.

Per quanto attiene l'accesso ai dati rilevati mediante un collegamento informatico che risponda alle specifiche del S.P.C., si accoglie la proposta e si invita Terna a valutare la fattibilità di tali specifiche, fornendo evidenza dei risultati al Ministero dell'Ambiente e allo scrivente Ministero.

8. Devono essere inserite nell'indicatore "SPEC" anche le specie presenti in all. 1 della direttiva 79/409/CEE. Per tali specie devono infatti 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. Le risultanze dei Gruppi di Lavoro dovranno essere applicate già a partire dall'attuale Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009. I Gruppi di Lavoro "criteri Erpa" e "Monitoraggio" proseguiranno l'attività al fine di assicurare continuità al procedimento di Valutazione Ambientale Strategica.

Si invita Terna ad accogliere l'indicazione relativa all'indicatore SPEC.

Per quanto riguarda l'applicazione delle risultanze dei Gruppi di Lavoro (GdL), preso atto che le attività di tali Gruppi proseguiranno (con particolare riferimento ai GdL "criteri ERPA" e "Monitoraggio") e che non si è registrata, finora, una totale convergenza, si rimanda alla conclusione delle medesime attività e al raggiungimento di una piena condivisione, per la valutazione delle risultanze dei GdL.

Ai fini della redazione del prossimo Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale, l'Autorità Procedente dovrà utilizzare le banche dati ed i sistemi informativi nazionali e locali descritti nel paragrafo 6 del parere n.344 del 29 luglio 2009 della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS.

Rispetto alle banche dati ed ai sistemi informativi nazionali e locali, descritti nel paragrafo 7 (non 6) del parere n. 344 del 29-7-09 della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS, risulta che Terna già utilizza:

- ***In ambito di VAS del Piano i dati resi disponibili dalle varie Autorità di Bacino nazionali e regionali, che caratterizzano il territorio in base alla pericolosità intrinseca ad eventi di carattere franoso, di inondazione, valanga etc.; si precisa, inoltre, che in fase di redazione dei progetti Terna si avvale dell'Inventario dei Fenomeni Franosi in Italia (IFFI), reso disponibile da ISPRA in modalità sola-lettura (visualizzazione via web in formato OGC-WMS). Sarebbe auspicabile ottenere da ISPRA la base dati in formato Shapefile georiferito, direttamente utilizzabile in ambiente ESRI ed AutoCAD.***

- ***Per quanto riguarda la Carta Geologica di nuova realizzazione in scala 1:50.000 (progetto CARG), si precisa, innanzitutto, come l'utilizzo del dato in questione risulti più appropriato in fase di redazione dei progetti e dei SIA, dove potrebbe essere integrato, in quell'ambito, sulla base di rilievi sul campo, piuttosto che in fase di VAS. Si segnala, comunque, che al momento non è ancora disponibile il dato completo a livello nazionale e che tale dato risulta acquistabile solamente in formato cartaceo (fonte sito ISPRA).***

Anche per questo dato, quindi, si richiede la disponibilità di ISPRA a fornire la base dati, completa, in formato vettoriale georiferito, direttamente utilizzabile in ambiente ESRI ed AutoCAD.

- **Per quanto riguarda le rotte di migrazione dell'avifauna, come ricordato in precedenza, fonti autorevoli, quali LIPU (Lega Italiana Protezione Uccelli) e ISPRA, hanno recentemente confermato che ad oggi non sono disponibili dati ufficiali (tanto meno georiferiti) sulle rotte migratorie in Italia. Con riferimento ai volumi citati nel parere della Commissione (I. non-Passeriformi, II. Passeriformi, a cura di Spina F. & Volponi S. "Atlante della Migrazione degli Uccelli in Italia", recentemente pubblicati (2008) dall'ISPRA (ex INFS), si precisa che i dati indicati sono relativi alle attività di inanellamento e ricattura.**

Si coglie l'occasione per condividere nuovamente la necessità di utilizzare dati disponibili e omogenei sull'intero territorio nazionale, in considerazione del fatto che si opera nell'ambito della VAS di un Piano nazionale.

In tal senso si invita Terna affinché si adoperi per definire un percorso di collaborazione con ISPRA e con le ARPA per poter elaborare una sorta di catalogo per la classificazione e l'identificazione delle fonti informative utili.

Lo scopo è quello di effettuare una ricognizione sistematica, per ogni fase del processo (monitoraggio del contesto e delle politiche, caratterizzazione del territorio tramite criteri ERPA, calcolo degli indicatori) e per ogni livello di avanzamento (strategico, strutturale, attuativo), delle tipologie di dati e delle informazioni disponibili che è opportuno utilizzare.

Una volta effettuata tale ricognizione, per le fonti di livello regionale e locale occorrerà procedere a verificare la disponibilità effettiva dei dati, nonché le relative caratteristiche (scala, anno di aggiornamento, ecc.).

Pertanto si invita Terna ad accogliere la prescrizione, con le precisazioni indicate.

A1) Raccomandazioni:

L'impegno nella ricerca ed innovazione delle reti intelligenti deve costituire uno degli obiettivi prioritari nel prossimo Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale, anche attraverso l'adeguamento della rete di trasmissione alla generazione distribuita, legata agli impianti di piccola e media taglia (fonti rinnovabili), che necessitano di essere interconnessi come una rete e nella forma di

infrastrutture a duplice interazione. Inoltre le linee ad alta tensione in corrente continua (HVDC), più costose ma che permettono di trasportare l'elettricità su lunghe distanze con minore dispersione rispetto alle attuali linee a corrente alternata (AC), devono far parte di questo progetto di R&S e trovare un adeguato sviluppo nel prossimo Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale.

Lo sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale deve, inoltre, tener conto degli obiettivi al 2020 del *Position Paper* del Governo italiano e, quindi, i nuovi interventi e le razionalizzazioni della rete devono essere in grado di far fronte alla produzione da fonti rinnovabili.

Si dovrà adeguatamente tenere conto dei più recenti provvedimenti normativi e regolamentari in materia di produzione energetica da fonti nucleari.

Si invita Terna ad accogliere la raccomandazione.

In riferimento alle reti intelligenti ed in generale alla penetrazione della generazione diffusa, fermo restando che la problematica oggi impatta principalmente sulle imprese distributrici e sulla necessità di superare quei vincoli tecnici su rete di distribuzione (cfr. corrente di corto circuito, variazione rapide di tensione, variazione lente di tensione, inversione del flusso,..), si ritiene comunque che sia compito di Terna dover monitorare tale fenomeno già in questa prima fase anche rafforzando il dialogo col distributore, al fine di valutare tutti i possibili impatti sulla rete di trasmissione non solo in termini di sviluppo rete, ma anche di nuove soluzioni tecnologiche da applicare.

Per far fronte al crescente contributo al parco di generazione da parte delle fonti rinnovabili Terna ha messo a punto, negli ultimi anni, un avanzato sistema di previsione eolica basato su sistemi esperti a reti neurali. L'impegno di Terna nell'innovazione della gestione della rete elettrica attraverso il ricorso a strumenti e tecnologie ICT avanzati è confermato dalla partecipazione a diverse iniziative nell'ambito del 7° Programma Quadro della Comunità Europea e a diverse attività di collaborazione con i principali Atenei Italiani.

In merito all'utilizzo della tecnologia HVDC, questa rientra già nelle applicazioni di Terna per lo sviluppo delle reti.

Per quanto attiene ai nuovi interventi di sviluppo della RTN che devono essere in grado di far fronte alla produzione da fonti rinnovabili, nucleari ed altro, questi trovano piena risposta nel piano di sviluppo, essendo uno dei driver della pianificazione le connessioni di nuovi impianti di generazione che hanno conseguito l'autorizzazione (il conseguimento delle autorizzazioni rilasciate dalle Autorità competenti sono di fatto l'espressione tangibile della politica energetica di cui il Paese vuole dotarsi).

Relativamente al Piano di monitoraggio si raccomanda al Ministero dello Sviluppo Economico di riformare l'art. 9, commi 1 e 2, del DM 20 aprile 2005 (Concessione al GRTN delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale) al fine di rendere possibile l'aggiornamento del piano di sviluppo su base triennale, anziché annuale.

Relativamente alle attività/modalità di monitoraggio, che non richiedono la riforma dell'art. 9, commi 1 e 2, del DM 20 aprile 2005, vale quanto detto con riferimento alle prescrizioni n. 2 e 8 del presente documento.

In merito all'ipotesi di rendere possibile l'aggiornamento del PdS su base triennale, anziché annuale, occorre valutare la fattibilità di una modifica della vigente normativa sull'annualità del Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (Legge 27 ottobre 2003, n. 290 e Legge 23 agosto 2004, n. 239, ancor prima del DM richiamato), facendo salva la possibilità di presentare annualmente per l'approvazione eventuali interventi di sviluppo della RTN che abbiano il carattere di necessità ed urgenza per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

B) PRESCRIZIONI DEL MINISTERO PER I BENI E PER LE ATTIVITA' CULTURALI

Questo parere segue alla distanza di un anno il parere espresso sul Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2008.

A distanza di un anno, e forse proprio per la cadenza annuale imposta al Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale, le considerazioni espresse sul rapporto ambientale 2008 rimangono sostanzialmente valide anche per il Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009 e per il relativo Rapporto Ambientale.

Permangono in particolare valide le considerazioni espresse nelle premesse al parere DG PAAC 6841/2008 del 30.05.2008, le quali, nel rispetto del mandato Istituzionale di Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A, evidenziavano che le esigenze di tutela dell'ambiente e del patrimonio culturale non apparivano sufficientemente integrate nel processo decisionale. Anche nell'elaborazione del Rapporto Ambientale 2009 l'esigenza di sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale viene spesso fatta *coincidere* con la macroalternativa.

L'obiettivo ambientale è quindi affrontato *ex post* e non incorporato sin dall'inizio nell'albero degli obiettivi.

La società Terna conferma come l'obiettivo ambientale risulti pienamente incorporato sin dall'inizio nel processo decisionale, sia nella valutazione e scelta di ipotesi localizzative ambientalmente sostenibili, sia nella ricerca di possibili razionalizzazioni associabili all'esigenza di sviluppo.

Le esigenze di tutela dell'ambiente e del patrimonio culturale rilevano e intervengono nel processo decisionale.

Come già espresso in merito alla prescrizione n. 1 del MATTM, la valutazione delle macroalternative e la scelta di quella ottimale, effettuate a livello strategico (ex ante), già tengono conto delle considerazioni e degli obiettivi ambientali, mediante l'applicazione degli indicatori di fase strategica alle/a macroalternative/a.

Tali indicatori si ritiene tengono conto degli aspetti ambientali e culturali interessati. Pertanto si intende che le finalità della prescrizione siano già perseguite.

Si rammenta, inoltre, come già condiviso nell'ambito del Tavolo VAS nazionale, che l'individuazione delle esigenze elettriche nel PdS avviene ai sensi e in ottemperanza del DM 20 aprile 2005.

Tuttavia l'elemento di maggior rilevanza e novità che emerge dall'esame del Rapporto Ambientale 2009 è la criticità rappresentata dalla cadenza annuale del piano, che non consente una chiara distinzione delle fasi del processo di Valutazione Ambientale Strategica, e tanto meno di distinguere con chiarezza il momento in cui terminato un intervento passa alla fase di Valutazione d'Impatto Ambientale. Di fatto si assiste ad un processo continuato di elaborazione del Piano di Sviluppo, che non si evolve mai ad un livello successivo. Questo fa sì che la verifica attraverso il monitoraggio del Piano, esplicitamente prevista dalla normativa affinché il piano dispieghi la sua efficacia, non divenga mai concretamente possibile.

Si assiste ad una continua rimodulazione del piano in un processo senza soluzione di continuità che disattende gli obiettivi e lo spirito della Valutazione Ambientale Strategica, non consentendo una chiara distinzione delle fasi ed inducendo problematicità nella valutazione dei diversi livelli di programmazione e attuazione.

Alla luce di queste considerazioni e delle esperienze di valutazione ambientale strategica del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2008 e del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009, sarebbe utile avviare una riflessione sulla cadenza annuale imposta alla Valutazione Ambientale Strategica del Piano di Sviluppo di in relazione agli obiettivi e allo spirito propri di questo livello valutativo.

In merito alla criticità rappresentata dalla cadenza annuale del Piano, vale quanto indicato del presente documento (con riferimento all'ultima Raccomandazione MATTM).

Circa l'ipotesi di rendere possibile l'aggiornamento del PdS su base triennale, anziché annuale: occorre valutare la fattibilità di una modifica della vigente normativa sull'annualità del Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (Legge 27 ottobre 2003, n. 290 e Legge 23 agosto 2004, n. 239, ancor prima del DM richiamato), facendo salva la possibilità di presentare

annualmente per l'approvazione eventuali interventi di sviluppo della RTN che abbiano il carattere di necessità ed urgenza per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

A titolo di maggior chiarezza si evidenzia che nello spirito proprio della Valutazione Ambientale Strategica l'espressione di parere fa riferimento a linee programmatiche generali e all'enunciazione delle modalità di attuazione nonché ai parametri di riferimento per gli indicatori e per il monitoraggio senza voler entrare nei dettagli delle fasi attuative propri della Valutazione d'Impatto Ambientale, che presuppone livelli di analisi più dettagliate e localizzate.

Si conviene che i livelli di analisi di massimo dettaglio e localizzazione attengano esclusivamente alla dimensione progettuale, propria della Valutazione di Impatto Ambientale, come da Terna ulteriormente specificato nell'ambito del Tavolo VAS nazionale e, più precisamente, nel contributo Terna al Gruppo di Lavoro "VAS-VIA-VInca", trasmesso in data 10 luglio 2009 alla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA-VAS del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (si veda anche quanto riportato a pag. 17 del presente documento). Si ritiene, inoltre, che la concertazione preventiva condotta in ambito di VAS del Piano, a livello strategico, strutturale ed attuativo, garantisca la piena e migliore applicazione dei criteri localizzativi e degli indicatori ambientali, oltre ad assicurare la continuità e l'autonomia fra le due procedure di VAS e di VIA.

Si deve inoltre segnalare che l'impostazione del rapporto ambientale 2009 con continui rimandi al Rapporto Ambientale 2008, al Piano di Sviluppo, al Rapporto Ambientale, ai Volumi regionali del Rapporto Ambientale e agli allegati rende la lettura estremamente faticosa e di certo non agevola la valutazione che presuppone una lettura parallela e comparativa degli elaborati.

Si ricorda, a tale proposito, che i contenuti del Rapporto Ambientale scaturiscono dalla concertazione preventiva condotta in ambito VAS con le Amministrazioni competenti, che sono le stesse chiamate poi ad esprimersi formalmente nell'ambito della procedura di VAS del Piano. L'impostazione data da Terna ai documenti di VAS deriva, inoltre, dall'esigenza di non arrivare a produrre documenti cartacei di dimensioni insostenibili, che andrebbero peraltro trasmessi, annualmente, ad un numero ingente di destinatari. Per ovviare a questa criticità, risulta che

Terna stia lavorando alla predisposizione di in un apposito sito web, dove mettere a disposizione il consolidato, al quale i rimandi saranno linkati nelle edizioni digitali.

OSSERVAZIONI AL RAPPORTO AMBIENTALE – VOLUME NAZIONALE

Nonostante i segnali positivi presenti l'osservazione di fondo che si muove al Rapporto Ambientale 2009, come già al Rapporto Ambientale 2008 è che il patrimonio culturale viene assunto come riferimento a volte subordinato rispetto ad accordi assunti con gli enti locali nella definizione della localizzazione degli interventi (in tutte le fasi VAS) dopo aver definito, quasi a priori, l'esigenza strategica. Di seguito si evidenziano alcune più puntuali osservazione in merito a specifici punti del Rapporto Ambientale 2009.

Punto 2.1 Proceduralizzazione dei processi regionali

L'ipotesi di proceduralizzazione proposta è sicuramente apprezzabile, quale tentativo di risposta ad un'esigenza di razionalizzazione di un processo, la cui complessità intrinseca è amplificata dalla cadenza annuale.

Tuttavia il percorso individuato necessita di un'adeguata riflessione che permetta di definire con chiarezza da una parte il ruolo dei tavoli tecnici regionali e le caratteristiche delle intese e accordi di programma e dall'altra il ruolo e le modalità di partecipazione degli organi del Ministero per i Beni e le Attività Culturali in detti tavoli.

I rischi che si paventano sono che il lavoro e gli esiti dei tavoli tecnici si sostituiscano al processo di Valutazione Ambientale Strategica disattendendone la finalità condizionando e limitando i successivi livelli di valutazione.

Il percorso proposto inoltre sembra configurare la presenza del Ministero per i Beni e le Attività Culturali solo in una seconda fase (*Allargamento del tavolo tecnico regionale*). Si sottolinea a tale riguardo la necessità che la tutela di interessi primari, quali la tutela del patrimonio culturale, sia integrata nel processo decisionale e non intervenga a valle dei processi decisionali che conducono, alle diverse scale, alle ipotesi localizzative.

Risulta che, al fine di confermare il ruolo degli organi del Ministero per i Beni e le Attività culturali nei tavoli di concertazione preventiva, nonché di favorire la partecipazione degli stessi ai medesimi tavoli, Terna abbia già avviato uno specifico contatto con il MiBAC (Direzione Generale per il Paesaggio, le Belle Arti, l'Architettura e le Arti contemporanee – Direttore Arch. Roberto Cecchi, Servizio IV Tutela e Qualità del Paesaggio – Dirigente dott.ssa Daniela Sandroni).

Punto 2. 3.1- Criteri ERPA

Si valuta positivamente il lavoro di revisione dei criteri ERPA effettuato alla luce delle osservazioni al Rapporto Ambientale 2008.

Tuttavia, pur nella positività degli intenti, i risultati non appaiono completamente soddisfacenti ed esaustivi, in particolare per quanto riguarda l'individuazione dei criteri relativi al patrimonio culturale. Manca inoltre nel Rapporto Ambientale 2009 l'esplicitazione delle motivazioni e delle considerazioni alla base della revisione degli indicatori.

Nel Rapporto Ambientale 2010 Terna dovrà dare maggiore evidenza alle motivazioni e alle considerazioni che sono alla base della revisione degli indicatori.

Il non sufficiente livello di revisione dei criteri ERPA relativi al patrimonio culturale appare chiaramente dalla lettura della tabella 2.11 - *Modifiche intervenute sugli indicatori per la valutazione delle alternative per gli elettrodotti aerei* - dalla quale emerge che gli indicatori relativi al paesaggio sono in larga parte ancora in via di ridefinizione. Tale considerazione è di massima rilevanza per la valutazione complessiva della coerenza del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009 con gli obiettivi di tutela del patrimonio culturale laddove « *La declinazione di obiettivi sociali, ambientali e territoriali all'interno del sistema degli obiettivi di piano, presentata nel Capitolo 7 del Rapporto Ambientale 2008, permette innanzitutto di considerare tali aspetti fin dalla prima fase di definizione e localizzazione degli interventi, che rispondono alle esigenze di sviluppo individuate dal Piano.*

La generazione di soluzioni localizzative mediante la caratterizzazione delle aree di studio relative a ciascun intervento tramite i criteri ERPA (capitolo 2.3.1), permette di considerare adeguatamente le zone caratterizzate da esclusione o repulsione rispetto all'attraversamento da parte di un elettrodotto aereo o la localizzazione di una stazione.» (cfr pag. 63 RA 2009)

Per quanto riguarda la definizione degli indicatori relativi alle razionalizzazioni non appare chiaro come vengano inseriti e considerati i beni culturali puntuali si ha una generica indicazione Amb_03_RAZ *Aree di valore culturale e paesaggistico (valore assoluto)* e Amb_04_RAZ *Aree di valore culturale e paesaggistico (valore percentuale)*.

Per quanto riguarda l'indicatore AMB_02 *Coerenza con la pianificazione territoriale e Paesaggistica*, l'esperienza di alcuni tavoli di concertazione ha evidenziato la necessità che sia adeguatamente verificato l'aggiornamento degli strumenti di pianificazione presi a riferimento alla luce dei processi di coopianificazione in atto, come già segnalato in esito al Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2008.

Per quanto riguarda l'individuazione e la revisione dei criteri relativi al patrimonio culturale, nonché l'individuazione degli indicatori relativi al paesaggio, Terna dovrà proseguire il lavoro di ridefinizione intrapreso in maniera congiunta e condivisa con il MiBAC.

In tale contesto dovrà essere chiarita e meglio esplicitata la considerazione dei beni culturali puntuali nella definizione degli indicatori relativi alle razionalizzazioni.

Punto 4.2 Interventi previsti dal Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009

Risulta significativamente apprezzabile il tentativo di distinguere gli interventi soggetti a valutazione da quelli esclusi in quanto precedentemente valutati (tabelle 4.2 e 4.5). Lo sforzo di chiarezza risulta in parte vanificato dal continuo rimando ai diversi elaborati che costituiscono il piano e al precedente piano.

Non appare peraltro superata nel Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009 la carenza documentale, già riscontrata nel Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2008.

I nuovi interventi, individuati a livello strategico, non sono adeguatamente supportati da schede illustrative si evidenzia pertanto nell'individuazione delle nuove esigenze e dei nuovi interventi a livello strategico la carenza del momento analitico che permetta rivalutare i criteri e le valutazioni in base ai quali le esigenze del sistema elettrico si traducono in ipotesi di localizzazione.

Nonostante che nel parere del Ministero per i Beni e le Attività Culturali relativo al Rapporto Ambientale 2008 fosse evidenziato che «... La valutazione dell'impatto determinato sul paesaggio da una qualsiasi ipotesi di intervento, sia pure in una fase di scelta localizzativa e quindi di indefinitezza, presuppone, quale strumento indispensabile di analisi, una adeguata cartografia. Il rapporto ambientale del PdS 2008 non risulta corredato da un'adeguata documentazione cartografica, che consenta di identificare con chiarezza sia gli interventi proposti, sia il quadro conoscitivo a supporto del processo decisionale. La documentazione proposta si limita infatti alle illustrazioni inserite nel testo, prive di ogni riferimento di scala e di base cartografica.

In previsione del PdS 2009, sarà quindi necessario predisporre una idonea documentazione cartografica che permetta una chiara identificazione degli interventi. Si ritiene a questo proposito che in caso di identificazione di corridoi infrastrutturali, nella fase strategica di livello nazionale, tale scala potrebbe essere quella al 1:100.000 mentre, scendendo di scala, nell'analisi di VAS, fino alla fase attuativa, in relazione all'ampiezza dei corridoi identificati, sarà utile predisporre cartografie utili ad identificare puntuabilmente, per quanto attiene il settore di competenza del MiBAC, la presenza di beni sottoposti a disciplina di tutela, in una scala tra 1:50.000 e 1:25.000. » Tali prescrizioni non risultano essere state recepite, pur nel significativo passo avanti conseguito con l'individuazione delle schede tipo d'intervento (Allegato B).

Terna dovrà fornire schede illustrative (le c.d. schede intervento) anche con riferimento ai nuovi interventi (nuove esigenze).

Con riferimento alla predisposizione di idonea documentazione cartografica, si evidenzia come le diverse scale indicate dal MiBAC per i diversi livelli di analisi VAS (strategico, strutturale,

attuativo) coincidano con quelle già adottate da Terna: 1:100.000 per il livello strategico, 1:50.000 per quello strutturale, 1:25.000 per quello attuativo.

La carenza di documentazione a scale adeguate inficia la possibilità di ripercorrere e verificare i processi di scelta di fondamentale importanza per la tutela del patrimonio culturale come già evidenziato in relazione al Rapporto Ambientale 2008 « Questo dato procedurale di ripercorribilità del processo decisionale e correggibilità delle scelte appare decisivo nel caso dei beni culturali in quanto gli impatti su architettura e paesaggio – sia diretti che anche mediati da impatti su suolo, acqua e flora e fauna, che possono compromettere la stabilità del paesaggio in quanto disturbano la funzionalità dei suoi sistemi ecologici – sono, in genere di natura locale (per visuali da corto a lungo raggio fino ad una distanza di alcuni chilometri e richiedono scale cartografiche al massimo fino a 1:10000), negativi, a causa della ostruzione o intrusione visiva, e, in assenza di alternative localizzative, di difficile mitigazione.

La standardizzazione di metodologie e tecniche deve però lasciare spazio anche soluzioni non ordinarie ma straordinarie in presenza di situazioni di con ottimo livello di qualità del paesaggio o di eccezionale pregio monumentale, al limite, anche con preclusione o spostamento di un tracciato.»

Coerentemente con quanto indicato dallo stesso MiBAC in merito “allo spirito proprio della Valutazione Ambientale Strategica che non vuole entrare nei dettagli della Valutazione di Impatto Ambientale” (cfr. pag. 13 del presente documento), si rappresenta come il richiamo a scale cartografiche “al massimo fino a 1:10.000” risulti di un dettaglio tale da essere appropriato per la dimensione progettuale, che è di competenza della procedura di VIA e non della VAS del Piano (si veda anche la considerazione precedente).

Punto 6 - Monitoraggio

Nel Rapporto Ambientale 2009, Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A evidenzia che :*«L'organizzazione di un sistema di monitoraggio con tempi, risorse e strumenti propri,*

autonomo rispetto al processo di pianificazione integrata e in grado di generare indicazioni che permettano l'eventuale riorientamento della pianificazione stessa, è resa particolarmente difficoltosa nel caso della pianificazione della RTN, principalmente da due ordini di motivi:

- *la cadenza annuale con cui il Piano di Sviluppo viene definito,*
- *lo sfasamento pluriennale tra le azioni definite dal Piano (le nuove esigenze) e la loro implementazione (realizzazione ed entrata in esercizio degli interventi rispondenti a tali esigenze).»*

Tali considerazioni risultano pienamente condivisibili, ciò che non appare condivisibile è l'idea che sembra emergere nel Rapporto Ambientale 2009 di lasciare la massima flessibilità all'iter valutativo delle fasce di fattibilità. Occorre infatti che sia chiaramente definito il livello di dettaglio oltre il quale dalla Valutazione Ambientale Strategica si passa alla Valutazione d'Impatto Ambientale. Al contrario, proprio alla luce delle considerazioni espresse da Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A appare, di fondamentale importanza che sia posta la massima attenzione nel tenere nettamente distinti i diversi livelli valutativi: Valutazione Ambientale Strategica e Valutazione d'Impatto Ambientale, e all'interno dei processi le fasi procedurali.

In merito si ritiene che la selezione delle fasce di fattibilità debba scaturire dal processo di Valutazione Ambientale Strategica e debba costituire lo specifico oggetto della Valutazione d'Impatto Ambientale. Si ritiene cioè che la Valutazione Ambientale Strategica debba essere riservata ai livelli Strategico e Strutturale. Il livello attuativo, valutazione delle fasce, dovrebbe invece costituire l'elemento specifico della Valutazione d'Impatto Ambientale.

Affinché siano rispettate tutte le fasi del processo e a garanzia della auspicata continuità Valutazione Ambientale Strategica e Valutazione d'Impatto Ambientale appare di primaria importanza la definizione degli indicatori di monitoraggio al fine della valutazione degli effetti attesi.

In merito al livello attuativo della VAS, si condivide quanto espressamente indicato al paragrafo 6.1 del parere della Commissione VIA-VAS (n. 344 del 29-7-09): "L'ultima fase della VAS (VAS-attuativa) permette di individuare, in maniera condivisa con gli Enti territoriali interessati, più fasce di fattibilità, tra le quali sarà possibile individuare una fascia ottimale. La VIA subentra (nel processo continuativo rispetto alla VAS) con lo sviluppo del progetto definitivo del tracciato sulla fascia ritenuta ottimale, descrivendo altresì le alternative scartate (sia di tracciato che di fascia) e specificando i motivi della scelta." Come emerso nell'incontro con la Commissione VIA-VAS del 20 novembre 2009, tale posizione è ampiamente sostenuta dalle Regioni.

Per quanto attiene la definizione degli indicatori di monitoraggio, anche al fine di garantire l'auspicata continuità fra VAS e VIA, vale quanto detto alla pagina 4 del presente documento, nelle considerazioni sulla prescrizione n. 2 del MATTM.

Allegato C - Soggetti competenti in materia ambientale Si evidenzia che a seguito dell'emanazione del DPR 91 del 20. luglio 2009, recante modifiche al DPR 233/2007 *Regolamento di riorganizzazione del ministero per i beni e le attività culturali, a norma dell'articolo 1, comma 404, della legge 27 dicembre 2006, n. 296.* nell'ambito della struttura centrale del Ministero per i Beni e le Attività Culturali i soggetti competenti risultano essere : Direzione Generale per la il Paesaggio, le Belle Arti l'Architettura e l'Arte Contemporanee - Direttore Arch. Roberto Cecchi ed in particolare Servizio IV Tutela e Qualità del Paesaggio- Dirigente dott.ssa Daniela Sandroni .

Pertanto restano ferme prescrizioni già espresse nel parere DG PAAC 6841 del 30.05.2008, così come recepito nel Decreto del Ministero dell'Ambiente e della

Tutela del Territorio e del mare di concerto con Il Ministero per i Beni e le Attività culturali DSA DEC 2008 747 del 18/08/2008 con le prescrizioni oggetto di osservazioni da parte degli uffici territoriali del MiBAC e sopra riportate.

Inoltre si raccomanda che nella redazione del Rapporto Ambientale relativo al Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2010 sia prestata la massima attenzione alla distinzione delle diverse fasi procedurali con particolare riguardo a quanto rappresentato in merito al *punto 6 - Monitoraggio*
Restano altresì valide le seguenti linee di indirizzo di carattere generale di cui al parere DG PAAC 6841 del 30.05.2008,

Con riferimento a quanto rappresentato al punto 6 – Monitoraggio in merito alla distinzione delle diverse fasi procedurali, strategica, strutturale, attuativa - valgono le considerazioni formulate nella pagina precedente, in piena coerenza con quanto espressamente indicato al paragrafo 6.1 del parere della Commissione VIA-VAS (n. 344 del 29-7-09), da cui discende che:

- *la valutazione delle fasce di fattibilità e la scelta di quella ottimale attengono alla fase attuativa della VAS (fasce di fattibilità);*
- *il livello di dettaglio di competenza della VIA è quello progettuale (tracciato).*

Risulta, inoltre, che su tali aspetti Terna si sia sempre espressa con la massima chiarezza, come si evince da tutti i Rapporti Ambientali finora pubblicati, nonché dal contributo Terna al Gruppo di

Lavoro "VAS-VIA-VInca", trasmesso in data 10 luglio 2009 alla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA-VAS del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Per quanto attiene agli aspetti di rilevanza regionale e locale, che dovranno essere presi in considerazione nelle successive fasi di valutazione ambientale, si rimanda a quanto espressamente indicato nel parere espresso dal Ministero per i beni e le attività culturali ai paragrafi "Osservazioni ai volumi regionali e provinciali" e "Linee di indirizzo di carattere generale per affrontare, dopo la VAS, la successiva fase di progettazione sui singoli interventi per l'attivazione della procedura di VIA e della fase autorizzativi".

Nelle fasi successive alla VAS del Piano, ovvero nella fase di progettazione dei singoli interventi per l'attivazione della procedura di VIA, Terna dovrà considerare quanto espresso dal MiBAC al riguardo (aspetti di rilevanza regionale e locale).

4 RAPPORTO AMBIENTALE ED ESITI DELLE CONSULTAZIONI

Coerentemente con gli esiti delle consultazioni, nel Rapporto Ambientale 2009 si ritrovano:

- l'insieme delle politiche ambientali di riferimento, di livello sia internazionale che nazionale, aggiornato rispetto alla versione presentata nel precedente Rapporto Ambientale;
- la banca dati ambientale ampliata e ristrutturata (IFFI, siti UNESCO, ecc.) ed una proposta di collaborazione con ISPRA e ARPA per elaborare una sorta di catalogo delle tipologie di dati ed informazioni disponibili che è opportuno utilizzare;
- l'ampliamento e l'integrazione del set di indicatori ambientali per il confronto delle alternative localizzative e per la valutazione complessiva della sostenibilità del piano;
- si fa esplicito riferimento alla definenda "Strategia energetica nazionale" ad opera del Governo, di cui al Testo coordinato del Decreto Legge 25.6.2008, n. 112, convertito con modifiche dalla Legge 6.8.2008, n. 133;
- si propone una revisione dei criteri localizzativi da condividere in ambito di Tavolo VAS nazionale;
- si formula una proposta di integrazione fra VAS, VIA e Valutazione di incidenza.

5 RAGIONI DELLA SCELTA DEL PIANO ADOTTATO ALLA LUCE DELLE ALTERNATIVE POSSIBILI INDIVIDUATE

Coerentemente con quanto prescritto dalla normativa vigente, recepita nel Codice di rete, Terna non predispone piani alternativi, ma individua e valuta opzioni alternative in merito sia alle modalità tecnologico-realizzative degli interventi che compongono il Piano, sia alle possibili localizzazioni ambientalmente sostenibili degli stessi.

Nel particolare, in piena ottemperanza della logica VAS di trasparenza e condivisione, le alternative tecnologiche e localizzative per la soluzione di ciascun esigenza di sviluppo, vengono considerate attraverso un percorso di concertazione preventiva con enti ed autorità di livello nazionale e regionale, ampiamente e dettagliatamente illustrato all'interno del Piano 2009 e soprattutto del relativo Rapporto Ambientale.

6 MISURE DI MONITORAGGIO

Con riferimento all'art. 18 del decreto legislativo n. 4/2008 il Gestore della RTN dovrà concordare con le Autorità interessate le modalità procedurali, metodologiche e gestionali relative al monitoraggio, che sarà attuato con oneri a proprio carico, dandone visibilità oltre che nell'annuale piano e rapporto ambientale, anche sul sito web.

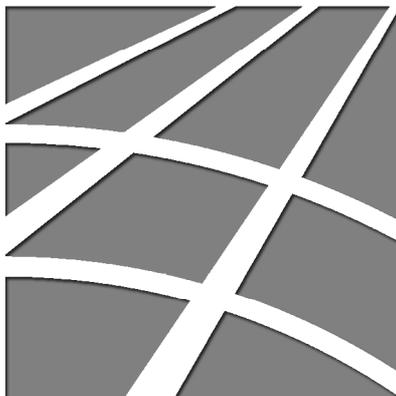
7 DECISIONE IN MERITO ALL'APPROVAZIONE

Per quanto riguarda il Piano di Sviluppo 2009, con riferimento agli aspetti inerenti la valutazione ambientale strategica del Piano stesso, in considerazione:

- del parere positivo espresso dal MATTM di concerto con il MiBAC,
- della possibilità di recepire, nel Piano 2010 e relativo Rapporto Ambientale, le prescrizioni formulate nel medesimo parere,
- del recepimento già effettuato nel Rapporto Preliminare 2010, di alcune delle medesime prescrizioni,

lo scrivente Ministero, nel prendere atto del positivo esito della valutazione ambientale strategica del Piano stesso, ha redatto la presente dichiarazione di sintesi (ai sensi dell'art. 17 del d.lgs. 4/08), che costituisce parte integrante del procedimento di adozione ed approvazione del Piano di sviluppo 2009 della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale.

www.terna.it



*00156 Roma
Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 8313 8111*