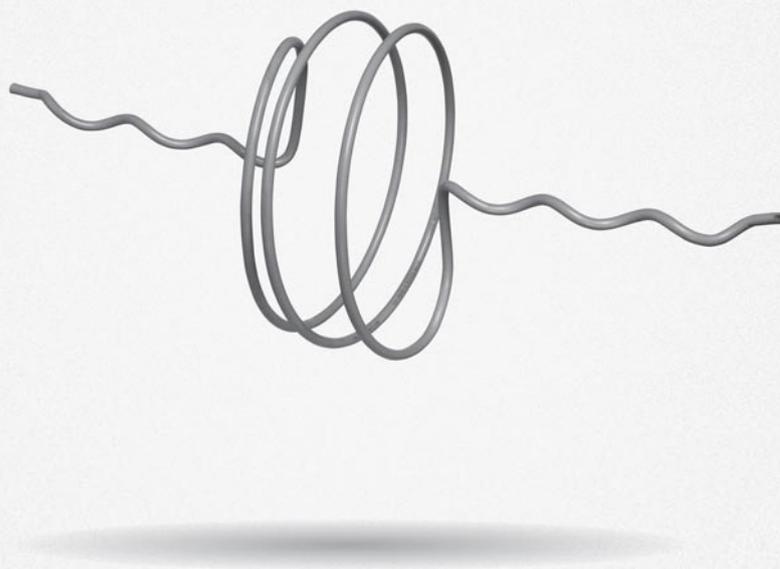


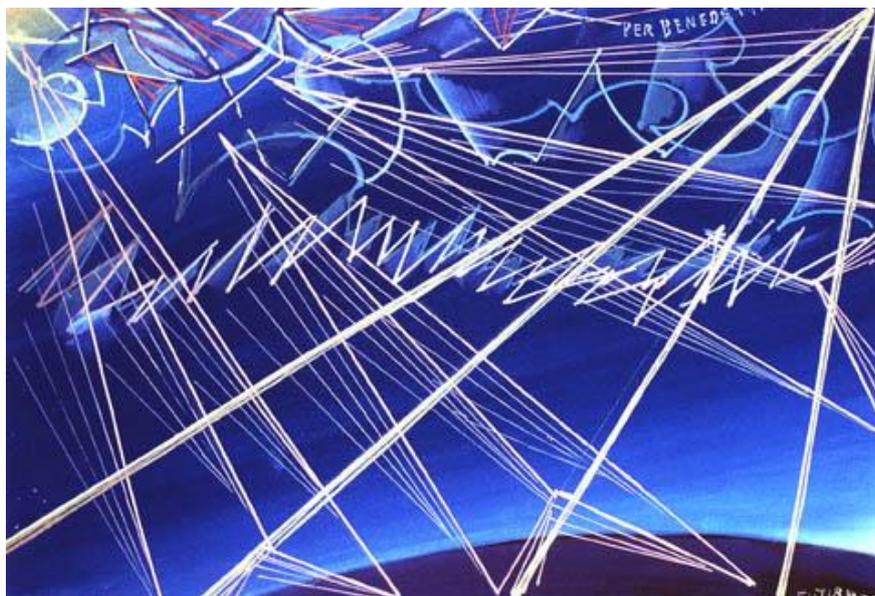
2017

VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA  
DEL PIANO DI SVILUPPO 2017  
RAPPORTO PRELIMINARE



# Utali per il Paese





**GIACOMO BALLA (1871-1958) TRASFORMAZIONE DI FORME 1918**

**RAPPORTO PRELIMINARE AMBIENTALE**

**AI SENSI DELL'ART. 13 CO. 1 DEL D.LGS. 152/06 E SMI**

**RELAZIONE**

**Il presente Rapporto Preliminare Ambientale, ai sensi dell'art. 13 co. 1 del D.Lgs. 152/06 e smi, è stato redatto nell'ambito del "Servizio per le attività inerenti la VAS del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2016 e 2017" a cura di:**

**iRide**  
Istituto per la Ricerca e l'Ingegneria  
Dell'Ecosostenibilità



## Indice

<b>1</b>	<b>Finalità del Rapporto Preliminare Ambientale.....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Inquadramenti .....</b>	<b>8</b>
2.1	<i>Inquadramento normativo della Valutazione Ambientale Strategica.....</i>	<i>8</i>
2.2	<i>Inquadramento dell'attività pianificatoria di Terna .....</i>	<i>14</i>
2.3	<i>I Piani di sviluppo e la VAS.....</i>	<i>20</i>
2.4	<i>Elenco dei soggetti competenti in materia ambientale.....</i>	<i>21</i>
<b>3</b>	<b>La metodologia per il Processo di VAS .....</b>	<b>28</b>
3.1	<i>Premessa .....</i>	<i>28</i>
3.2	<i>Tempistiche procedurali e importanza della tempestività.....</i>	<i>29</i>
3.3	<i>I contenuti del RPA e RA da normativa.....</i>	<i>30</i>
3.4	<i>Le osservazioni degli SCA nell'ambito dei processi di VAS.....</i>	<i>32</i>
3.5	<i>Impianto metodologico generale.....</i>	<i>38</i>
<b>4</b>	<b>L'oggetto di studio: la logica di formazione del PdS e i suoi contenuti .....</b>	<b>41</b>
4.1	<i>Premessa .....</i>	<i>41</i>
4.2	<i>Struttura ed articolazione del PdS.....</i>	<i>42</i>
4.3	<i>Le novità introdotte.....</i>	<i>44</i>
4.3.1	<i>Le sfide.....</i>	<i>44</i>
4.3.2	<i>Le schede degli interventi.....</i>	<i>48</i>
4.3.3	<i>Impatti territoriali .....</i>	<i>49</i>
4.4	<i>Analisi degli scenari di riferimento.....</i>	<i>50</i>
4.5	<i>Le evidenze .....</i>	<i>58</i>
4.6	<i>Gli interventi di sviluppo.....</i>	<i>61</i>
<b>5</b>	<b>Lettura del PdS per tipologie di obiettivi ed azioni.....</b>	<b>62</b>
5.1	<i>Premessa .....</i>	<i>62</i>
5.2	<i>Gli obiettivi e le esigenze di Piano .....</i>	<i>64</i>
5.2.1	<i>Gli obiettivi tecnico – funzionali generali .....</i>	<i>65</i>
5.2.2	<i>Le esigenze di sviluppo .....</i>	<i>66</i>

5.2.3	Gli obiettivi tecnico funzionali specifici .....	68
5.2.4	Gli obiettivi ambientali.....	69
5.3	<i>Le azioni.....</i>	71
5.3.1	La classificazione delle azioni di sviluppo ai fini delle analisi ambientali .....	71
5.3.2	Le azioni previste nel PdS 2017.....	75
<b>6</b>	<b>Politiche, Piani e Programmi pertinenti.....</b>	<b>80</b>
6.1	<i>I PdS all'interno della pianificazione connessa del settore Energia.....</i>	<i>80</i>
6.1.1	La pianificazione di livello nazionale.....	80
6.1.2	La pianificazione di livello regionale .....	83
6.2	<i>Politiche, piani e programmi del settore Ambiente.....</i>	<i>86</i>
6.2.1	Politiche di sostenibilità ambientale sovraordinate.....	86
6.2.2	Pianificazione a livello regionale .....	92
6.2.3	Pianificazione a livello interregionale e sub regionale .....	99
<b>7</b>	<b>Caratterizzazione ambientale.....</b>	<b>103</b>
7.1	<i>Premessa .....</i>	<i>103</i>
7.2	<i>La definizione dell'ambito di analisi .....</i>	<i>104</i>
7.3	<i>Caratterizzazione ambientale delle aree interessate dal PdS 2017.....</i>	<i>110</i>
7.3.1	L'area della provincia di Aosta.....	110
7.3.2	L'area della provincia di Sondrio.....	111
7.3.3	L'area della provincia di Milano .....	113
7.3.4	L'area della provincia di Bologna .....	118
7.3.5	L'area della provincia di Chieti.....	120
7.3.6	L'area della provincia di Foggia .....	123
7.3.7	Le aree naturali tutelate .....	126
<b>8</b>	<b>Analisi dei potenziali effetti ambientali.....</b>	<b>137</b>
8.1	<i>Metodologia di valutazione dei potenziali effetti .....</i>	<i>137</i>
8.2	<i>Correlazione Azioni - Fattori causali.....</i>	<i>138</i>
8.3	<i>Gli effetti ambientali tipologici e loro valenza .....</i>	<i>142</i>

8.4	<i>Le attenzioni volte al contenimento e/o mitigazione dell'effetto</i>	146
<b>9</b>	<b>Indicazioni sulla metodologia del successivo RA</b>	<b>151</b>
9.1	<i>Premessa</i>	151
9.2	<i>Analisi di coerenza</i>	152
9.2.1	La coerenza interna	152
9.2.2	La coerenza esterna	153
9.3	<i>Analisi delle alternative</i>	156
9.4	<i>Analisi degli effetti ambientali</i>	159
9.4.1	Gli indicatori per la stima degli effetti	159
9.4.2	L'analisi di sintesi degli effetti complessivi	161
9.4.3	La stima degli effetti cumulati	162
9.5	<i>Indicazioni per il monitoraggio</i>	164
9.5.1	Premessa	164
9.5.2	Gli indicatori di impatto territoriale già inseriti nel PdS	167
9.5.3	Il monitoraggio di avanzamento	167
9.5.4	Il monitoraggio di processo	170
9.5.5	Il monitoraggio ambientale	171
9.5.6	Il confronto con l'annualità precedente	174
9.5.7	Ulteriori attività in corso	175
9.6	<i>Criteri generali per la VInCA</i>	175

#### Allegati al Rapporto preliminare ambientale

<i>Allegato I</i>	La caratterizzazione ambientale
<i>Allegato II</i>	Gli indicatori di sostenibilità ambientale

## 1 FINALITÀ DEL RAPPORTO PRELIMINARE AMBIENTALE

Terna Rete Elettrica Nazionale SPA (di seguito Terna) è il principale proprietario della rete elettrica nazionale (RTN) e fornisce al Paese il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica attraverso circa 72.000 km di linee elettriche ad alta tensione ed altissima tensione<sup>1</sup>.

L'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, rappresenta il segmento della filiera elettrica che ha la funzione di trasportare sia l'energia elettrica prodotta dalle centrali elettriche, sia quella importata dall'estero, verso le aree di consumo dove sarà utilizzata dopo la trasformazione a tensione più bassa. La rete di trasmissione è formata, quindi, da linee ad altissima e ad alta tensione, da stazioni di trasformazione e/o di smistamento, nonché da linee di interconnessione che permettono lo scambio di elettricità con i paesi esteri confinanti.

Ai sensi dell'art. 1-ter, co. 2 del D.L. 29 agosto 2003, n. 239, nonché del DM 25/04/2005 e sue modifiche ed integrazioni e dell'art. 36 del D.Lgs. 93/2011, Terna predispose annualmente il Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (di seguito PdS) assoggettabile, ai sensi del Decreto Legislativo 152/2006 "Testo Unico dell'Ambiente" e delle successive modifiche ed integrazioni, a Valutazione Ambientale Strategica (di seguito VAS).

Nell'ambito del processo di VAS dei PdS Terna assume il ruolo di Proponente, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) di Autorità procedente ed il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) di Autorità competente.

Come previsto all'art. 6 del TU, ovvero che "*(co.1.) La valutazione ambientale strategica riguarda i piani e i programmi che possono avere impatti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale*" e che "*(co.2. ...) viene effettuata una valutazione per tutti i piani e i programmi*" riferiti (*lettera a ...*) "*per i settori agricolo, forestale, della pesca, energetico, industriale, dei trasporti, della gestione dei rifiuti e delle acque, delle telecomunicazioni, turistico, della pianificazione territoriale o della destinazione dei suoli, e che definiscono il quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione o comunque la realizzazione dei progetti elencati negli allegati II, III e IV del presente decreto*" i PdS predisposti da Terna sono stati sottoposti a VAS.

All'art. 5 del TU la VAS è definita come il processo che comprende lo svolgimento di una verifica di assoggettabilità, l'elaborazione del rapporto ambientale, lo svolgimento di consultazioni, la valutazione del piano o del programma, del rapporto e degli esiti delle consultazioni, l'espressione di un parere motivato, l'informazione sulla decisione ed il monitoraggio.

---

<sup>1</sup> Nel dicembre 2015 è stato sottoscritto l'accordo di acquisizione da parte di Terna dell'intero capitale sociale di SELF, Società Elettrica Ferroviaria Srl (oggi Rete Srl); si sono aggiunti al perimetro di linee elettriche gestite da Terna 8.379 km di elettrodotti AT/AAT e 350 stazioni, che consolidano il primato europeo con oltre 72.000 km di rete gestiti.

Il presente documento apre la procedura di VAS del PdS 2017 e consiste nel Rapporto Preliminare Ambientale (di seguito RPA) finalizzato alla consultazione preliminare, ai sensi dell'art. 13, co. 1 del TU, che indica:

*"Sulla base di un rapporto preliminare sui possibili impatti ambientali significativi dell'attuazione del piano o programma, il proponente e/o l'autorità procedente entrano in consultazione, sin dai momenti preliminari dell'attività di elaborazione di piani e programmi, con l'autorità competente e gli altri soggetti competenti in materia ambientale, al fine di definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel rapporto ambientale".*

## 2 INQUADRAMENTI

### 2.1 Inquadramento normativo della Valutazione Ambientale Strategica

La VAS consiste in un processo di valutazione degli effetti ambientali di piani e programmi destinati a fornire il quadro di riferimento delle attività che si svolgono sul territorio.

La Commissione Europea ha emesso la direttiva 2001/42/CE del 27/01/2001, con l'obiettivo di *"garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e dell'adozione di piani e programmi al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile, assicurando che (...) venga effettuata la valutazione di determinati piani e programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente"*.

In ambito nazionale si è provveduto a recepire formalmente la direttiva 2001/42/CE in data 01/08/2007, con l'entrata in vigore della Parte II del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale". I contenuti della parte seconda del decreto, riguardante le "Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione integrata ambientale (IPPC)", sono stati integrati e modificati con il successivo D.Lgs. 16 gennaio 2008, n. 4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale", con il D.Lgs. 29 giugno 2010, n. 128, "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'art. 12 della Legge 18 giugno 2009, n. 69" e con ulteriori interventi normativi a carattere puntuale<sup>2</sup>.

Le Regioni e le Province Autonome si sono dotate di specifici strumenti normativi in materia di VAS. Di seguito si riportano i relativi riferimenti allo stato attuale.

---

#### Regione / Atti normativi in materia di VAS Provincia

<b>Abruzzo</b>	Legge Regionale 9 agosto 2006, n. 27 "Disposizioni in materia ambientale" Delibera di Giunta Regionale 19 febbraio 2007, n.148 recante "Disposizioni concernenti la Valutazione Ambientale Strategica di Piani e Programmi regionali" Delibera di Giunta Regionale 13 agosto 2007, n. 842 "Indirizzi concernenti la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) di Piani di competenza degli Enti Locali ricadenti nel territorio regionale" Circolare 02/09/2008 - Competenze in materia di VAS per i Piani di Assetto Naturalistico (PAN) Circolare 31/07/2008 - Competenze in materia di VAS - Chiarimenti interpretativi Circolare 18/12/2008 - Individuazione delle Autorità con competenza ambientale nella struttura regionale Lettera della Regione Abruzzo del 7 dicembre 2010 n. prot. 14582/10 con oggetto "chiarimenti interpretativi su alcuni aspetti del procedimento di VAS" Lettera della Regione Abruzzo del 18 gennaio 2011 n. prot. 528 con oggetto "competenze in materia di VAS. Ulteriori chiarimenti interpretativi"
----------------	---

---

<sup>2</sup> la Legge n. 13 del 2008, la Legge n. 205 del 2008, la Legge n. 102 del 2009, la Legge n. 35 del 2012, la Legge n. 134 del 2012, la Legge n. 221 del 2012, la Legge n. 116 del 2014, il D.Lgs. n. 46 del 2014.

---

**Regione / Provincia    Atti normativi in materia di VAS**

---

**Basilicata**    La Regione Basilicata non ha ancora emanato normativa regionale di recepimento della normativa nazionale. Sono pertanto in vigore i dispositivi della normativa nazionale (D.lgs. 152/06 e smi)

**Bolzano**    Legge Provinciale 5 aprile 2007, n. 2 "Valutazione ambientale di piani e progetti"

**Calabria**    Regolamento regionale n. 3 del 4 agosto 2008, Regolamento regionale delle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale, di Valutazione Ambientale Strategica e delle procedure di rilascio delle Autorizzazioni Integrate Ambientali pubblicato sul BUR Calabria n. 16 del 16/08/08

Delibera di Giunta Regionale n. 153 del 31 marzo 2009 "Modifica regolamento regionale delle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale, di Valutazione Ambientale Strategica e di rilascio delle Autorizzazioni Integrate Ambientali"

Deliberazione della Giunta Regionale 23 dicembre 2011, n.624 "Approvazione del disciplinare operativo inerente la procedura di VAS applicata agli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale".

Legge Regionale n. 39 del 03/09/2012 Istituzione della struttura tecnica di valutazione VAS-VIA-AIA-VI, pubblicata nel B.U. Calabria n. 16 del 1 settembre 2012

Regolamento regionale n. 10 del 05/11/2013 di attuazione della L.R. 3 settembre 2012, n. 39, recante: "Istituzione della struttura tecnica di valutazione VAS-VIA-AIA-VI". Pubblicata sul BUR n. 16 dell'1/9/2012, Supplemento Straordinario n. 2 dell'11/9/2012

**Campania**    Deliberazione della Giunta Regionale 5 marzo 2010, n. 203, recante "Art. 5, co. 3 del Regolamento di attuazione della valutazione ambientale strategica (VAS) in Regione Campania emanato con DPGR n. 17 del 18 dicembre 2009. Approvazione degli Indirizzi operativi e procedurali per lo svolgimento della VAS in Regione Campania."

Decreto del Presidente della Giunta Regionale 18 dicembre 2009, n. 17, ed in particolare all'art.5, co. 3, il quale prevede che, al fine di fornire i necessari indirizzi operativi in merito allo svolgimento del procedimento di VAS e all'integrazione e al coordinamento della VAS con altri procedimenti di valutazione e con i procedimenti autorizzatori del piano o programma, vengano approvati con apposito atto deliberativo di Giunta gli indirizzi operativi e procedurali per lo svolgimento della VAS in Regione Campania

Circolare esplicativa del 15 aprile 2010 (Prot.n. 331337) in merito all'applicazione di alcune disposizioni dei regolamenti regionali in materia di valutazione ambientale

Delibera n.683 del 8 ottobre 2010 – "Revoca della DGR n.916 del 14 luglio 2005 e individuazione delle modalità di calcolo degli oneri dovuti per le procedure di Valutazione Ambientale Strategica, Valutazione di Impatto Ambientale e Valutazione di Incidenza in Regione Campania (con Allegato)"

Deliberazione della Giunta Regionale n. 406 del 4 agosto 2011 "Disciplinare organizzativo delle strutture regionali preposte alla Valutazione di Impatto Ambientale e alla Valutazione di Incidenza di cui ai Regolamenti Regionali nn. 2/2010 e 1/2010, e della Valutazione Ambientale Strategica di cui al Regolamento Regionale emanato con DPGR n. 17 del 18 dicembre 2009" (con allegato)

Deliberazione della Giunta Regionale n. 5 del 4 agosto 2011 inerente il "Regolamento di attuazione per il governo del territorio" che disciplina i procedimenti amministrativi di formazione dei piani, territoriali, urbanistici e di settore

Circolare della Giunta Regionale n.765763 dell'11 ottobre 2011 "Circolare esplicativa in merito all'integrazione della valutazione dell'incidenza nelle VAS di livello comunale alla luce delle disposizioni del Regolamento regionale n.5/2011"

Delibera Giunta Regionale n.63 del 7/03/2013 "Modifiche e integrazioni del "disciplinare organizzativo delle strutture regionali preposte alla valutazione di impatto ambientale (VIA) e alla valutazione di incidenza (VI) di cui ai regolamenti regionali nn. 2/2010 e 1/2010 e alla valutazione ambientale strategica (VAS) di cui al regolamento regionale emanato con DPGR n. 17 del 18 dicembre 2009"

**Emilia Romagna**    Legge Regionale 13 giugno 2008, n.9 "Disposizioni transitorie in materia di valutazione ambientale strategica e norme urgenti per l'applicazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152"; in cui viene individuata l'autorità competente alla VAS e dettate disposizioni per la fase transitoria, ed in fase di predisposizione la

---

**Regione /  
Provincia**    **Atti normativi in materia di VAS**

normativa regionale di recepimento del D.lgs. 4/08, correttivo del D.lgs. 152/06 "Norme in materia ambientale", in vigore dal 13 febbraio 2008

Legge Regionale n.6 del 6/7/2009 "Governo e riqualificazione solidale del territorio", ed in particolare all'art.60, co. 1, il quale prevede che le disposizioni della L.R.13 giugno 2008 n.9 continuano a trovare applicazione dal 15 giugno 2009 e fino alla data di entrata in vigore della legge regionale attuativa della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale)

Circolare dell'Assessore all'Ambiente e Sviluppo Sostenibile della Regione Emilia-Romagna dell'1/2/2010 recante "Indicazioni illustrative delle innovazioni in materia di governo del territorio indotte dai Titoli I e II della L.R. n. 6 del 2009"

Delibera Giunta regionale n.2170 del 21 dicembre 2015 "Approvazione della direttiva per lo svolgimento delle funzioni in materia di VAS, VIA, AIA ed AUA in attuazione della LR n.13/2015.

**Friuli Venezia Giulia**    Delibera Giunta Regionale n.2627 del 29 dicembre 2015 "D.Lgs. 152/2006. Indirizzi generali per i processi di VAS concernenti piani e programmi la cui approvazione compete alla Regione, agli enti locali e agli altri enti pubblici della Regione autonoma Friuli Venezia Giulia".

**Lazio**    La Regione Lazio non ha ancora emanato normativa regionale di recepimento della normativa nazionale. Sono pertanto in vigore i dispositivi della normativa nazionale (D.lgs. 152/06 e smi)

Con la DGR 15 maggio 2009, n. 363 la Regione Lazio fornisce una prima serie di indicazioni in materia di VIA e VAS, e successivamente con la DGR 5 marzo 2010, n. 169, approva le Linee Guida Regionali sulla VAS aventi come scopo quello di dettare degli indirizzi operativi per l'applicazione delle procedure

**Liguria**    L.R. 10/08/2012 n. 32 "Disposizioni in materia di VAS e modifiche alla legge regionale 30 dicembre 1998, n. 38 (Disciplina della VIA)" pubblicata nel B.U. Liguria 16 agosto 2012, n. 15, parte prima.

L.R. 04/02/2013, n. 1. Pubblicata nel B.U. Liguria 6 febbraio 2013, n. 1, parte prima. Modifiche alla legge regionale 10 agosto 2012, n. 32 Disposizioni in materia di valutazione ambientale strategica (VAS) e modifiche alla legge regionale 30 dicembre 1998, n. 38 (Disciplina della valutazione di impatto ambientale)

Delibera Giunta Regionale n. 223 del 28/02/2014 recante "Indirizzi applicativi ai sensi dell'art. 17 della L.R. n. 32/2012 in materia di valutazione ambientale di piani e programmi". Pubblicata nel B.U. Liguria 26 marzo 2014, n. 13, parte seconda

**Lombardia**    Legge Regionale 11 marzo 2005, n. 12 "'Legge per il governo del territorio' e degli 'Indirizzi generali per la valutazione ambientale dei piani e programmi'"

Deliberazione del Consiglio Regionale 13 marzo 2007, n.351 "Indirizzi generali per la valutazione di piani e programmi" (Art. 4, co. 1, LR 11/3/2005, N. 12)

Deliberazione della Giunta Regionale, 27 dicembre 2007, n. 6420 "Determinazione della procedura per la valutazione ambientale di piani e programmi"

Deliberazione della Giunta Regionale 30 dicembre 2009, n.10971 (parzialmente modificata dalla DGR 761/2010) "Determinazione della procedura di valutazione ambientale di piani e programmi - VAS (art. 4, LR n. 12/2005; DCR n. 351/2007) - Recepimento delle disposizioni di cui al D.lgs. 16 gennaio 2008, n. 4 modifica, integrazione e inclusione di nuovi modelli

Deliberazione della Giunta Regionale 10 novembre 2010, n. 761 "Determinazione della procedura di Valutazione ambientale di piani e programmi – VAS (art. 4, l.r. n. 12/2005; d.co.r. n.351/2007) Recepimento delle disposizioni di cui al D.lgs. 29 giugno 2010 n. 128, con modifica ed integrazione delle DDGR 27 dicembre 2008, n. 8/6420 e 30 dicembre 2009, n. 8/10971"

Circolare regionale del 14 dicembre 2010, n. 13071 "L'applicazione della Valutazione ambientale di piani e programmi – VAS nel contesto comunale"

Delibera della Giunta Regionale n. 2789 del 22 dicembre 2011, "Determinazione della procedura di valutazione ambientale di piani e programmi –VAS (art. 4, LR n. 12 del 2005) - Criteri per il coordinamento delle procedure di valutazione ambientale (VAS) - Valutazione di Incidenza (VIC) - verifica di assoggettabilità a VIA negli Accordi di Programma a valenza territoriale (art. 4, co. 10, LR n. 5 del 2010)", avente come scopo la non

**Regione /  
Provincia**   **Atti normativi in materia di VAS**

duplicazione e semplificazione delle procedure di Valutazione Ambientale: VIA, VAS e VIC introdotte, in tempi diversi, dalla normativa comunitaria

Delibera della Giunta Regionale del 25/7/2012 n. 9/3836 "Determinazione della procedura di valutazione ambientale di piani e programmi - VAS (art. 4, L.R. n. 12/2005; D.C.R. n. VIII/351 del 2007) - Approvazione allegato 1u - Modello metodologico procedurale e organizzativo della valutazione ambientale di piani e programmi (VAS) - Variante al piano dei servizi e piano delle regole"

**Marche**   Legge Regionale 12 giugno 2007, n.6 demandando la definizione delle procedure ad apposite Linee Guida, approvate con DGR 20 ottobre 2008, n. 1400 e aggiornate e revocate con DGR n. 1813 del 21 dicembre 2010

**Molise**   Deliberazione della Giunta Regionale 26 gennaio 2009, n. 26 "Procedure di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) in ambito regionale — Prime disposizioni applicative delineate in conformità al contenuto della parte seconda del D.lgs. 152/06 e smi"

Deliberazione della Giunta Regionale 11 maggio 2009, n. 487 "Direttiva in materia di Valutazione di Incidenza di 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 DPR 8 settembre 1997, n. 357 così come modificato con il DPR del 1 marzo 2003, n. 120"

**Piemonte**   Legge Regionale n. 40 del 14 dicembre 1998 "Disposizioni concernenti la compatibilità ambientale e le procedure di valutazione", art. 20 (in attesa dell'adeguamento dell'ordinamento regionale alla norma nazionale)

Deliberazione della Giunta Regionale 9 giugno 2008, n. 12-8931 ("D.lgs. 152/06 e smi Norme in materia ambientale Primi indirizzi operativi per l'applicazione delle procedure in materia di Valutazione ambientale strategica di piani e programmi"), composta da due allegati al fine di garantire la compatibilità di tale norma con l'atto statale di recepimento:

- Allegato I: "Primi indirizzi operativi per l'applicazione delle procedure in materia di Valutazione ambientale strategica" (riferimento per tutte le tipologie di piani e programmi da assoggettare alla procedura di VAS)
- Allegato II: "Indirizzi specifici per la pianificazione urbanistica" (riferimento per la pianificazione territoriale di rango comunale)

Deliberazione del Consiglio Regionale 20 settembre 2011, n. 129 – 35527 "Aggiornamento degli allegati A1 e B2 alla legge regionale 14 dicembre 1998, n. 40 (Disposizioni concernenti la compatibilità ambientale e le procedure di valutazione) in conseguenza delle modifiche agli allegati III e IV alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, operate dalla legge 23 luglio 2009, n. 99"

Allegato II alla DGR 12-8931 del 9 giugno 2008 sostituito dall'Allegato I alla Deliberazione della Giunta Regionale DGR 25-2977 del 29 febbraio 2016 "Disposizioni per l'integrazione della procedura di valutazione ambientale strategica nei procedimenti di pianificazione territoriale e urbanistica, ai sensi della legge regionale 5 dicembre 1977, n. 56 (Tutela ed uso del suolo)"

**Puglia**   Legge regionale del 14 dicembre 2012 n.44 "Disciplina regionale in materia di valutazione ambientale strategica"

Legge regionale del 12 febbraio 2014 n.4 "Semplificazioni del procedimento amministrativo. Modifiche e integrazioni alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11 (Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale), alla legge regionale 14 dicembre 2012, n. 44 (Disciplina regionale in materia di valutazione ambientale strategica) e alla legge regionale 19 luglio 2013, n. 19 (Norme in materia di riordino degli organismi collegiali operanti a livello tecnico-amministrativo e consultivo e di semplificazione dei procedimenti amministrativi)"

**Sardegna**   Deliberazione della Giunta Regionale 23 aprile 2008, n. 23/24 "Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione di impatto ambientale e di valutazione ambientale strategica"

Delibera del 7 agosto 2012, n. 34/33. Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale. Sostituzione della D.G.R. n. 24/23 del 23/04/2008

**Sicilia**   Disposizioni del D.lgs. 4/08 che definisce ulteriori disposizioni correttive ed interpretative del D.lgs. 152/06, recante norme in materia ambientale

**Regione /  
Provincia**    **Atti normativi in materia di VAS**

Legge finanziaria della Regione Sicilia per l'anno 2009 - ha inserito, all'art. 59 la norma tampone che, in attesa della normativa regionale in materia di VAS consente l'approvazione dei Piani Regolatori Generali fermi al CRU perché privi di Valutazione Ambientale Strategica

Deliberazione della Giunta Regionale 10 giugno 2009, n. 200, "Modello Metodologico Procedurale della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) di piani e Programmi nella Regione Sicilia (Art. n. 59, LR 14 maggio 2009, n. 6)."

Legge Regionale 29 dicembre 2009, n. 13 relativa agli interventi finanziari urgenti per l'anno 2009 e disposizioni per l'occupazione. Autorizzazione per l'esercizio provvisorio per l'anno 2010. L'art.13 di questa legge detta che il co. 3 dell'art. 59 della LR 6/09 e così sostituito: "3. I piani ed i programmi e le loro varianti individuati all'art. 6, commi 2, 3 e 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modifiche ed integrazioni, le cui direttive siano state deliberate dal consiglio comunale prima del 31 luglio 2007, non sono assoggettati all'applicazione delle disposizioni in materia di valutazione ambientale strategica contenute nel medesimo decreto legislativo, ma si concludono secondo la normativa regionale previgente in materia urbanistica e di valutazione ambientale"

Legge regionale n. 26 del 9 maggio 2012 fissa i contributi che il proponente privato versa in entrata al bilancio regionale ai fini dell'attivazione del procedimento di valutazione ambientale strategica (art.6 co. 24)

Decreto presidenziale n.23 del 8 luglio 2014 "Regolamento della valutazione ambientale strategica (VAS) di piani e programmi nel territorio della Regione siciliana. (Art. 59, LR 14 maggio 2009, n. 6, così come modificato dall'art. 11, comma 41, della LR 9 maggio 2012, n. 26.)

**Toscana**

Legge Regionale 12 febbraio 2010 n. 10 "Norme in materia di valutazione ambientale strategica (VAS), di valutazione di impatto ambientale (VIA) e di valutazione di incidenza"

Legge Regionale 12 febbraio 2010, n. 11 "Modifiche alla LR 12 febbraio 2010, n. 10 (Norme in materia di valutazione ambientale strategica 'VAS', di valutazione di impatto ambientale 'VIA' e di valutazione di incidenza)"

Legge Regionale 30 dicembre 2010, n. 69 "Modifiche alla legge regionale 12 febbraio 2010, n.10 (Norme in materia di valutazione ambientale strategica "VAS", di valutazione di impatto ambientale "VIA" e di valutazione di incidenza)"

Legge regionale n. 6 del 17 febbraio 2012 "Disposizioni in materia di valutazioni ambientali. Modifiche alla LR 10/2010, alla LR 49/1999, alla LR 56/2000, alla LR 61/2003 e alla LR 1/2005". La sostituzione dell'art. 16 della LR 49/1999 risponde sostanzialmente a due esigenze: adeguare il testo dell'art. alla sopravvenuta LR 10/2010 ed eliminare duplicazioni tra valutazione ambientale strategica (VAS) e valutazione integrata dei piani non soggetti a VAS. Il nuovo testo dell'art. 16 bis della LR 49/1999 riconfigura il ruolo del nucleo unificato regionale di valutazione e verifica (NURV) attribuendogli il ruolo di autorità competente per la VAS (art. 13 della L.R. 10/2010) e quindi dando mandato alla Giunta regionale di ridefinirne, con nuovi criteri, le regole di composizione e di funzionamento interno

Legge Regionale n. 65 del 10/11/2014 "Norme per il governo del territorio", art. 14 "Disposizioni generali per la valutazione ambientale strategica degli atti di governo del territorio e delle relative varianti". Pubblicata nel B.U. Toscana 12 novembre 2014, n. 53, parte prima

Legge Regionale n. 17 del 25 febbraio 2016 "Nuove disposizioni in materia di valutazione ambientale strategica (VAS), di valutazione di impatto ambientale (VIA), di autorizzazione integrata ambientale (AIA) e di autorizzazione unica ambientale (AUA) in attuazione della LR 22/2015. Modifiche alla LR 10/2010 e alla LR 65/2014

**Trento**

Legge Provinciale 15 dicembre 2004, n. 10 "Disposizioni in materia di urbanistica, tutela dell'ambiente, acque pubbliche, trasporti, servizio antincendi, lavori pubblici e caccia", in particolare dall'art. 11, commi 1 e 6

Regolamento di esecuzione emanato con decreto del Presidente della Provincia 14 settembre 2006, n. 15-68/Leg. e successive modifiche

Legge Provinciale 4 marzo 2008, n. 1 "Pianificazione urbanistica e governo del territorio"

Decreto del Presidente della Provincia 3 novembre 2008, n. 50-157/Leg, art. 19 "Regolamento concernente le procedure per l'individuazione delle zone speciali di conservazione e delle zone di protezione speciale, per l'adozione e l'approvazione delle relative misure di conservazione e dei piani di gestione delle aree protette

**Regione / Provincia**    **Atti normativi in materia di VAS**

provinciali, nonché la composizione, le funzioni e il funzionamento della cabina di regia delle aree protette e dei ghiacciai e le disposizioni per la valutazione di incidenza (artt. 37, 38, 39, 45, 47 e 51 della LP 23 maggio 2007, n. 11)

Legge provinciale 17 settembre 2013, n.19 "Disciplina provinciale della valutazione dell'impatto ambientale. Modificazioni della legislazione in materia di ambiente e territorio e della legge provinciale 15 maggio 2013, n. 9" art 17 "Norme per il coordinamento e la semplificazione dei procedimenti"

Legge provinciale 4 agosto 2015, n.15 "Legge provinciale per il governo del territorio"

**Umbria**

Legge Regionale 16 febbraio 2010, n. 12 "Norme di riordino e semplificazione in materia di valutazione ambientale strategica e valutazione di impatto ambientale, in attuazione dell'art. 35 del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale) e successive modificazioni e integrazioni"

Deliberazione della Giunta Regionale 26 luglio 2011, n. 861 "Specificazioni tecniche e procedurali in materia di valutazioni ambientali per l'applicazione della legge regionale 16 febbraio 2010, n.12, a seguito delle disposizioni correttive, introdotte dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n.128, alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152"

Deliberazione della Giunta Regionale del 13/05/2013, n. 423, "Specificazioni tecniche e procedurali, in materia di Valutazione Ambientale Strategica in ambito regionale, a seguito della emanazione delle LR. 8/2011 e LR. 7/2012 in materia di semplificazione amministrativa". Pubblicata nel B.U Supplemento ordinario n. 4 – serie generale – n. 27 del 12 giugno 201

Deliberazione della Giunta Regionale del 1/09/2014, n. 1099, "Modificazioni dell'Allegato A - DGR n. 861/2011 - Specificazioni tecniche e procedurali in materia di Valutazione Ambientale Strategica" alla DGR del 13 maggio 2013, n. 423 conseguenti all'entrata in vigore della legge 11 agosto 2014, n. 116". Pubblicata nel B.U. Umbria 24 settembre 2014, n. 45

**Valle d'Aosta**

Legge Regionale 26 maggio 2009, n. 12 e smi "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi della Regione autonoma Valle d'Aosta derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee

Attuazione delle direttive 2001/42/CE, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, e 85/337/CEE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. Disposizioni per l'attuazione della direttiva 2006/123/CE, relativa ai servizi nel mercato interno e modificazioni di leggi regionali in adeguamento ad altri obblighi comunitari. Legge comunitaria 2009"

**Veneto**

Legge Regionale 23 aprile 2004, n. 11 "Norme per il governo del territorio"

Deliberazione della Giunta Regionale 1 ottobre 2004, n. 2988 "Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001 concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente. Primi indirizzi operativi per la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) di piani e programmi della Regione del Veneto

Deliberazione della Giunta Regionale 7 agosto 2007, n. 2649 "Entrata in vigore della Parte II del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 -Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione integrata ambientale (IPPC)"

Legge Regionale 26 giugno 2008, n. 26 "Disposizioni di riordino e semplificazione normativa - collegato alla legge finanziaria 2007 in materia di governo del territorio, parchi e protezione della natura, edilizia residenziale pubblica, mobilità e infrastrutture"

DGR 791 del 31 marzo 2009 "Adeguamento delle procedure di Valutazione Ambientale Strategica a seguito della modifica alla Parte Seconda del D.lgs. 152/06, cd. "Codice Ambiente", apportata dal D.lgs. 4/08. Indicazioni metodologiche e procedurali"

Deliberazione della Giunta Regionale del 21/01/2014, n. 23 "Disposizioni in ordine all'organizzazione amministrativa in materia ambientale, con specifico riferimento alla Commissione regionale Valutazione Ambientale Strategica (VAS)". Pubblicata nel B.U. Veneto 25 febbraio 2014, n. 23

Tabella 2-1 Normativa regionale sulla VAS

## 2.2 Inquadramento dell'attività pianificatoria di Terna

Il ruolo e, principalmente, le funzionalità di Terna sono disciplinati da strumenti normativi che sono stati introdotti e approfonditi in Italia con il fine di assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, garantendo l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento, al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori.

Di seguito si riportano i principali atti normativi che regolano dette funzionalità, in quanto essenziali per descrivere il contesto di riferimento per l'attività pianificatoria in esame.

### Focus sui principali atti normativi di riferimento

Legge 14 novembre 1995, n. 481	Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità e per l'istituzione delle autorità di regolazione dei servizi stessi.
Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modifiche e integrazioni	Attuazione della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Si evidenziano in particolare: <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'art. 1, co. 1, ai sensi del quale le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sono riservate allo Stato e attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale;</li> <li>• l'art. 3, co. 4, che prevede la costituzione da parte della Società Enel S.p.a. di una società per azioni che assuma la titolarità e le funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale;</li> <li>• l'art. 3, co. 5, ai sensi del quale il gestore della rete di trasmissione nazionale è concessionario delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, e la concessione è disciplinata, integrata e modificata con decreto del Ministro delle attività produttive;</li> <li>• l'art. 3, co. 7, che prevede le modalità di determinazione della rete di trasmissione nazionale, e la costituzione, ad opera dei proprietari di tale rete, di società di capitali alle quali trasferire i beni e i rapporti, le attività e le passività relativi alla trasmissione di energia elettrica.</li> </ul>
Decreto 25 giugno 1999 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato	Determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale, integrato con i successivi decreti ministeriali del 23 dicembre 2002, 27 febbraio 2009, 16 novembre 2009, 26 aprile 2010, recanti ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica.
Decreto 17 luglio 2000 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato	Attribuzione, ai sensi di quanto disposto dall'art. 3, co. 5, del decreto legislativo n. 79/1999, al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A la concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, ed approvazione della relativa convenzione.
Decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, nella legge 27 ottobre 2003, n. 290	Disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Si evidenziano in particolare: <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'art. 1-ter, co. 1, che prevede, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro delle attività produttive, nel rispetto dei principi di salvaguardia degli interessi pubblici legati alla sicurezza ed affidabilità del sistema elettrico nazionale e di autonomia imprenditoriale dei soggetti attualmente proprietari delle reti di trasmissione elettrica, la definizione di criteri, modalità e condizioni per</li> </ul>

	<p>l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, la gestione del soggetto risultante dalla unificazione, ivi inclusa la disciplina dei diritti di voto, e la sua successiva privatizzazione, nonché, ai sensi dell'art. 1-ter, co. 3, lettera b), l'integrazione o la modifica della concessione;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• l'art. 1-sexies del che prevede che la costruzione e l'esercizio degli elettrodotti facenti parte della Rete Nazionale di Trasporto (RTN) dell'energia elettrica, nonché delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, siano soggetti ad un'autorizzazione unica rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e previa intesa con la Regione o le Regioni interessate.</li></ul>
Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004	<p>Criteria, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.</p> <p>Si evidenziano in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• l'art. 1, co. 1, che dispone il trasferimento alla società Terna S.p.a., entro il 31 ottobre 2005, delle attività, funzioni, beni, rapporti giuridici attivi e passivi - ivi inclusa la titolarità delle convenzioni di cui all'art. 3, commi 8, 9 e 10 del decreto legislativo n. 79/1999 - facenti capo al Gestore della rete;</li><li>• l'art. 1, co. 3, ai sensi del quale, alla data di efficacia del trasferimento di cui al co. 1 dello stesso art., la Società Terna S.p.A. assume la titolarità e le funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'art. 3, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 79/1999.</li></ul>
Legge 23 agosto 2004, n. 239	<p>Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.</p> <p>Si evidenziano in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• l'art. 1, co. 2, lettera b), ai sensi del quale la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento di energia a rete sono di interesse pubblico e sono sottoposte agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, dalla legislazione vigente e da apposite convenzioni con le autorità competenti;</li><li>• l'art. 8, lettera a), numero 1, che mantiene in capo allo Stato il rilascio della concessione per l'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento nazionale dell'energia elettrica e l'adozione dei relativi indirizzi.</li></ul>
Decreto 20 aprile 2005 del Ministro delle attività produttive	<p>Integrazione e modificazione della concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, rilasciata a favore del gestore della rete.</p> <p>Si evidenziano in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• l'art. 2, co. 1 del decreto, con cui è approvata l'allegata convenzione stipulata tra il Ministero delle attività produttive e il Gestore della rete per la disciplina della concessione relativa alle attività indicate dalla stessa convenzione,</li><li>• l'art. 9 dell'allegata convenzione, in cui è introdotta l'obbligatorietà da parte della Concessionaria di redigere il Piano di Sviluppo.</li></ul>
Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione	<p>All'art. 27 (Misure per la sicurezza e il potenziamento del settore energetico), co. 24 è indicato che All'art. 1-sexies del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre</p>

delle imprese, nonché in materia di energia"	2003, n. 290, e successive modificazioni, sono apportate alcune modificazioni, fra le quali: dopo il co. 4-quater sono inseriti i seguenti: <i>"4-quinquies. Non richiedono alcuna autorizzazione gli interventi di manutenzione su elettrodotti esistenti, consistenti nella riparazione, nella rimozione e nella sostituzione di componenti di linea, quali, a titolo esemplificativo, sostegni, conduttori, funi di guardia, catene, isolatori, morsetteria, sfere di segnalazione, impianti di terra, con elementi di caratteristiche analoghe, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche. (...)"</i>
Decreto del MiSE 15 dicembre 2010	Modifica ed aggiornamento della convenzione annessa alla concessione rilasciata alla società Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale.
Decreto del MiSE 22 dicembre 2010	Istituisce l'ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica.
Decreto legislativo 03 marzo 2011, n.28	Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93	Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE. (11G0136)
Decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività" convertito con modificazioni dalla L. 24 marzo 2012, n. 27	All'art. 23 (Semplificazione delle procedure per l'approvazione del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale) è indicato che: <i>"1. Fermi restando l'obbligo di predisposizione annuale di un Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e le procedure di valutazione, consultazione pubblica ed approvazione previste dall'art. 36, co. 12, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, il medesimo Piano è sottoposto annualmente alla verifica di assoggettabilità a procedura VAS di cui all'art. 12 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 ed è comunque sottoposto a procedura VAS ogni tre anni. 2. Ai fini della verifica di assoggettabilità a procedura VAS di cui al co. precedente, il piano di sviluppo della rete e il collegato rapporto ambientale evidenziano, con sufficiente livello di dettaglio, l'impatto ambientale complessivo delle nuove opere."</i>
Decreto del MiSE del 31/01/2014, di attuazione dell'art. 42 del D.Lgs. 03/03/2011, n. 28, sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore elettrico di competenza del Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.a.	Il decreto disciplina le modalità con cui i gestori delle reti di distribuzione e di trasmissione svolgono un ruolo di supporto al GSE, nell'esercizio delle funzioni di controllo e verifica sugli impianti ammessi agli incentivi.
Decreto Legge 24/06/2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, convertito con legge 11/08/2014, n. 116	Il decreto interviene sulla disciplina delle procedure autorizzative degli interventi sulla RTN, prevedendo alcune semplificazioni autorizzative sia in merito all'allungamento del periodo coperto dalla clausola di salvaguardia, sia con riferimento agli interventi soggetti a DIA ministeriale. Il decreto prevede poi un regime di essenzialità, per la cui disciplina attuativa rinvia a provvedimenti dell'AEEG, per gli impianti di produzione in Sicilia con

	<p>potenza superiore a 50MW fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto "Sorgente-Rizziconi".</p> <p>Il decreto prevede inoltre che i titolari di impianti fotovoltaici optino o per una rimodulazione nel tempo degli incentivi previsti o per una riduzione degli stessi. Dispone, infine, la revisione da parte dell'AEEG della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, affinché sia "basata esclusivamente su criteri di costi efficienti" e, per RIU, SEU e SESEU, l'applicazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, limitatamente alle parti variabili, all'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5% dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete.</p>
Decreto del MiSE 30/06/2014, di attuazione dell'art. 2 del D.Lgs. 19/12/2003, n. 379	E' approvata la disciplina del mercato della capacità produttiva di energia elettrica e si dà attuazione all'articolo 2 del D.Lgs. 379/03 che ha previsto l'introduzione di un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia.
D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, recante attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica	Il decreto prevede una serie di misure per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico pari a 20 milioni di tep di energia primaria e 15,5 milioni di tep di energia finale entro il 2020 e per il recepimento di quanto previsto dalla direttiva 2012/27/UE. Il decreto prevede che le tariffe di rete debbano rispecchiare "i risparmi di costi nelle reti imputabili alla domanda e a misure di gestione della domanda e di produzione distribuita, compresi i risparmi ottenuti grazie alla riduzione dei costi di consegna o degli investimenti nelle reti e a un funzionamento migliore di quest'ultime". "La regolamentazione e le tariffe di rete non impediscono agli operatori di rete o ai rivenditori al dettaglio di rendere disponibili servizi di sistema nell'ambito di misure di risposta e gestione della domanda e di generazione distribuita sui mercati organizzati dell'energia elettrica".
Decreto del MiSE dell'8 agosto 2014	Il decreto è relativo all'ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica.
Decreto del MiSE del 15 ottobre 2014	Il decreto prevede, ad integrazione del decreto 19/12/2013 sulle modalità e i criteri per le importazioni di energia elettrica in Italia per il 2014, che Terna riconosca per l'anno 2014 una riserva di 50 MW sulla capacità di transito dell'Italia con l'estero a favore dello Stato di Città del Vaticano, attraverso una quota di ripartizione dei proventi delle assegnazioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla frontiera francese.
Legge 23 dicembre 2014, n.190 (Legge di stabilità 2015)	La Legge recante disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato, ha previsto l'inserimento delle reti elettriche in alta e altissima tensione e delle relative porzioni di stazioni di proprietà di Ferrovie dello Stato o di società dalla stessa controllate nella RTN, con efficacia subordinata al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti asset da parte di Terna o di una sua controllata.
Decreto del MiSE del 16 gennaio 2015	Il decreto reca criteri e modalità per le importazioni e le esportazioni di energia elettrica per l'anno 2015.
Legge n. 68 del 22 maggio 2015	La legge introduce nuove fattispecie di reato di carattere ambientale nel codice penale.
Legge n.115 del 29 luglio 2015	La legge prevede in relazione all'assegnazione della capacità di scambio con l'estero, che "L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico individua le modalità e le condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per mezzo della RTN tenendo conto degli indirizzi adottati dal MiSE in relazione agli impegni sull'utilizzo della capacità di

	transito di energia elettrica derivanti da atti e da accordi internazionali nonché da progetti comuni definiti con altri Stati.
Decreto legge n. 210 del 30 dicembre 2015	Il decreto legge proroga fino al 2017 il regime di superinterrompibilità in Sicilia e Sardegna, per quantità massime pari a 400 MW in Sardegna e 200 MW in Sicilia e con l'assegnazione diretta di una valorizzazione annua del servizio stesso pari a 170.000 €/MW.

Tabella 2-2 Focus sui principali atti normativi di riferimento

Si evidenzia come l'anno 2016 segna una serie di cambiamenti legati al contesto energetico, caratterizzato dai nuovi obiettivi climatici derivanti dalle decisioni approvate al termine della COP 22 di Marrakech, che prevedono l'obbligo da parte di paesi partecipanti di fare il punto sulle proprie emissioni di CO<sub>2</sub> entro il prossimo anno e rivedere gli INDC (Intended Nationally Determined Contributions), ovvero le promesse di riduzione della CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera entro il 2018; ed è cambiato il contesto regolatorio, con la deliberazione 627/16/eel/r che introduce i requisiti minimi per la valutazione del Piano di Sviluppo da parte dell'AEEGSI, con un approccio teso a misurare i benefici degli interventi di sviluppo ed individuare soluzioni globalmente più efficienti;

Vale la pena evidenziare che l'obbligatorietà da parte di Terna di elaborare annualmente il PdS è sancita dalla Convenzione approvata nel 2005 con il Ministero della attività produttive, come integrata e modificata nel 2010. Tale Convenzione indica i contenuti minimi del PdS ed integrati dalla succitata deliberazione 627/16/eel/r e la sua procedura approvativa. Di seguito si riporta lo stralcio della Convenzione in cui sono indicati detti contenuti ed i principali elementi introdotti dalla Deliberazione succitata.

**Convenzione approvata con Decreto 15 dicembre 2010 del Ministro dello sviluppo economico –  
Art. 9. Programmazione degli interventi di sviluppo**

1. Al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, entro il 31 dicembre di ciascun anno la Concessionaria predispone, nel rispetto degli specifici indirizzi formulati dal Ministero ai sensi dell'art 1, co. 2, del decreto legislativo n. 79/1999, un piano di sviluppo, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite sulla base:

- a) dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento, elaborati per il mercato e per i clienti finali rientranti nell'art. 1, co. 2 del decreto-legge 18 giugno 2007, n.73, su determinazione dell'Acquirente unico S.p.a. ai sensi dell'art. 4, co. 4, del decreto legislativo n. 79/1999;
- b) della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero, in funzione delle richieste di importazione ed esportazione di energia elettrica formulate dagli aventi diritto nell'anno corrente, nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio nonché degli interventi di potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero realizzati ad opera di soggetti privati ai sensi della vigente normativa comunitaria e nazionale;
- c) della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'incremento e sulla distribuzione della domanda formulate dai gestori delle reti di distribuzione;
- d) delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- e) delle eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dalle società proprietarie o aventi la disponibilità di porzioni della medesima RTN.

2. La Concessionaria delibera il piano di sviluppo sentite le società proprietarie della RTN o i soggetti che ne hanno la disponibilità, e lo trasmette, entro i trenta giorni successivi, al Ministero; il piano contiene, in particolare:

- a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari, in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni;
- b) l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
- d) un impegno della Concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;
- e) un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico.

Il Ministero verifica, entro quarantacinque giorni dalla data di ricevimento, la conformità del piano di sviluppo agli indirizzi impartiti dal Ministro dello sviluppo economico per lo sviluppo della rete di trasmissione e agli obiettivi derivanti dalla presente convenzione, formulando eventuali richieste e prescrizioni e, se del caso, le opportune modifiche e integrazioni; trascorso detto termine il Piano si intende positivamente verificato. Il Ministero, entro trenta giorni dal ricevimento del parere VAS formulato ai sensi del d.lgs. n. 152/2006 e smi. e fatto salvo quanto sopra disposto in merito alla verifica di conformità, approva il Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale.

Tabella 2-3 Stralcio della Convenzione approvata con DM 15 dicembre 2010 sui PdS

#### **Deliberazione 627/16/R/eel, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI)**

Ha approvato nuove disposizioni sulle modalità di predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e la nuova Analisi Costi Benefici (ACB 2.0).

In particolare, la delibera ha:

- definito requisiti minimi per la predisposizione del Piano, in particolare in materia di completezza e trasparenza delle informazioni e di metodologia di analisi costi benefici al fine di promuovere la pianificazione degli investimenti secondo criteri di selettività e di maggiore utilità per il sistema elettrico,
- previsto che, a decorrere dallo schema di Piano 2017, Terna applichi i requisiti minimi della metodologia di analisi costi benefici almeno a tutti gli interventi di sviluppo della rete con costo di investimento stimato pari o superiore a 25 milioni di euro e, per gli schemi di Piano successivi, almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 15 milioni di euro,
- previsto che Terna, in coerenza con l'orizzonte temporale degli scenari di sviluppo della rete a livello comunitario, estenda con cadenza biennale le proprie previsioni sugli scenari di sviluppo del sistema elettrico a un lasso di tempo non inferiore ai venti anni successivi,
- approvato la metodologia ACB 2.0 introducendo nuovi indicatori di natura elettrica ed ambientale.

Tabella 2-4 Stralcio Deliberazione 627/16/R/eel

Inoltre, l'art. 36 del D.Lgs. 93/2011, relativo al "Gestore dei sistemi di trasmissione", dispone al co. 12: *"Terna SpA predispone, entro il 31 gennaio di ciascun anno, un Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, basato sulla domanda e offerta esistenti e previste. Il Ministro dello Sviluppo economico, acquisito il parere delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma, rilasciato entro il termine di cui all'art. 17, co. 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006 n.152, ovvero entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento del Piano nel caso di mancato avvio della procedura VAS, tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas in esito alla procedura di cui al co. 13, approva il Piano. Il Piano individua le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete, nonché gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo, nonché una programmazione temporale dei progetti di*

*investimento, secondo quanto stabilito nella concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica attribuite a Terna ai sensi del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79."*

Si evidenzia per quanto riguarda le valutazioni ambientali che Terna, oltre a sottoporre a Valutazione Ambientale Strategica i propri Piani di Sviluppo, sottopone a Valutazione di Impatto Ambientale i propri progetti (degli interventi previsti dai Piani) nell'ambito del procedimento unico, ove richiesto dal D.Lgs. 152/06 (Norme in materia ambientale) e smi.

### **2.3 I Piani di sviluppo e la VAS**

Ai sensi dei D.M. del 20 aprile 2005 (Concessione, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2010) e del D.Lgs. n. 93/2011, che prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno il Gestore di rete sottoponga per approvazione al MiSE il documento di Piano contenente le linee di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), Terna dal 2006<sup>3</sup> ha provveduto ad elaborare annualmente i PdS.

A partire dalle prime applicazioni, che si sono eseguite a valle dell'introduzione nella disciplina italiana della VAS (ovvero dopo il 2007), sino ad arrivare ad oggi le modalità di lavoro, analisi e valutazione si sono modificate, evolvendosi nel tempo sotto più aspetti:

- i contenuti del PdS;
- le metodiche della VAS;
- gli aspetti procedurali del processo di VAS applicato al PdS.

Per quanto concerne le metodiche in ambito di VAS il lavoro congiunto tra Terna e l'Autorità competente ha inizialmente focalizzato l'attenzione sul tema della concertazione delle nuove realizzazioni<sup>4</sup>, applicando l'insieme delle metodiche messe a punto anche con riferimento ai tavoli di lavoro instaurati con le Regioni, per poi man mano evolversi verso processi più complessi, maggiormente calibrati sulla dimensione di piano, in funzione del maturare delle forme di pianificazione che Terna stessa ha dovuto applicare nell'esercizio del suo mandato istituzionale. In altre parole, al modificarsi dei contenuti del PdS ci si è resi conto che doveva seguire anche un adeguamento delle metodiche di lavoro per il processo di VAS del medesimo Piano.

Ci si riferisce, in particolare, all'aver attribuito alla VAS del PdS un ruolo e una valenza maggiormente strategici, separando quelle che sono le attività più proprie dei singoli momenti di lavoro sugli interventi del Piano, che sono più pertinenti all'ambito della Valutazione di Impatto Ambientale delle

---

<sup>3</sup> I precedenti strumenti di programmazione e pianificazione sono stati elaborati dal Gestore della Rete Elettrica Nazionale.

<sup>4</sup> Tali attività sono finalizzate alla ricerca congiunta con le Amministrazioni territoriali di un'ipotesi localizzativa sostenibile (fascia di fattibilità), permettendo una condivisione delle motivazioni dell'esigenza elettrica e delle possibili soluzioni localizzative, preventivamente alla definizione del progetto.

opere e che, si deve tenere presente, saranno comunque sviluppati successivamente, ai sensi della vigente normativa.

La pianificazione si è infatti evoluta nel tempo mediante un arricchimento dei singoli PdS in termini di obiettivi tecnico-funzionali e ambientali, nonché di scenari e strategie di riferimento, che hanno condotto alla proposta crescente di azioni sempre più sostenibili, quali la valorizzazione di asset esistenti (cfr. § 5.3.2.2.2 "Le azioni operative su asset esistenti - interventi di funzionalizzazione"), che viene oggi nettamente privilegiata, come scelta pianificatoria, rispetto alla realizzazione di nuovi elementi di rete. Per tale ragione il processo di concertazione, che spinge le elaborazioni fino alla scelta delle fasce di fattibilità dei tracciati<sup>5</sup>, è stato posticipato rispetto alla VAS: non solo perché relativo solamente ad una tipologia di azioni che il PdS può prevedere – gli elettrodotti - ma anche perché si spinge ad un livello di dettaglio più consono alle successive fasi autorizzative dei singoli interventi.

Per quanto indicato e con riferimento all'evoluzione delle metodiche della VAS del PdS dalle prime applicazioni ad oggi, si è sentita la necessità di dividere chiaramente in due momenti le valutazioni ambientali, al fine di distinguere la analisi e stima delle implicazioni ambientali proprie della VAS, da quelle più puntuali e specifiche attinenti alla valutazione degli impatti delle singole opere (VIA).

## 2.4 Elenco dei soggetti competenti in materia ambientale

Di seguito si riporta l'elenco dei soggetti competenti in materia ambientale, a livello nazionale, regionale e provinciale, con il riferimento della Posta Elettronica Certificata (PEC) per le comunicazioni.

Soggetti interessati	PEC
<b>Ministero dello Sviluppo Economico</b> - Direzione generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare	<a href="mailto:dgmereen.dg@pec.mise.gov.it">dgmereen.dg@pec.mise.gov.it</a>
<b>Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare</b> - Direzione generale per le valutazioni e autorizzazioni ambientali. Direzione generale per la protezione della natura e del mare.	<a href="mailto:dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it">dgsalvanguardia.ambientale@pec.minambiente.it</a> <a href="mailto:dgprotezione.natura@pec.minambiente.it">dgprotezione.natura@pec.minambiente.it</a>
<b>Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo</b> - Direzione generale archeologia, belle arti e paesaggio	<a href="mailto:mbac-dg-abap@mailcert.beniculturali.it">mbac-dg-abap@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Ministero della Salute</b> - Direzione generale della prevenzione sanitaria	<a href="mailto:dgprev@postacert.sanita.it">dgprev@postacert.sanita.it</a>
<b>ISS – Istituto Superiore di sanità</b> - Dipartimento Ambiente e prevenzione primaria	<a href="mailto:ampp@pec.iss.it">ampp@pec.iss.it</a>

<sup>5</sup> Porzioni territoriali di forma lineare, ampie alcune centinaia di metri, che rappresentano ipotesi localizzative sostenibili per nuove linee elettriche.

Soggetti interessati	PEC
<b>Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale</b>	<a href="mailto:protocollo.ispra@ispra.legalmail.it">protocollo.ispra@ispra.legalmail.it</a>

Tabella 2-5 Ministeri e Istituti

Parchi	PEC
<b>Parco nazionale Gran Sasso e Monti della Laga</b>	<a href="mailto:gransassolagapark@pec.it">gransassolagapark@pec.it</a>
<b>Parco nazionale del Pollino</b>	<a href="mailto:parcopollino@mailcertificata.biz">parcopollino@mailcertificata.biz</a>
<b>Parco nazionale del Cilento e Vallo di Diano e Alburni</b>	<a href="mailto:parco.cilentodianoalburni@pec.it">parco.cilentodianoalburni@pec.it</a>
<b>Parco nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri Lagonegrese</b>	<a href="mailto:parcoappenninolucano@pec.it">parcoappenninolucano@pec.it</a>
<b>Parco Nazionale Aspromonte</b>	<a href="mailto:epna@pec.parcoaspromonte.gov.it">epna@pec.parcoaspromonte.gov.it</a>
<b>Parco Nazionale delle Dolomiti Bellunesi</b>	<a href="mailto:entepndb@postecert.it">entepndb@postecert.it</a>
<b>Parco Nazionale dell'Arcipelago di La Maddalena</b>	<a href="mailto:lamaddalenapark@pec.it">lamaddalenapark@pec.it</a>
<b>Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise</b>	<a href="mailto:info.parcoabruzzo@pec.it">info.parcoabruzzo@pec.it</a>
<b>Parco Nazionale Alta Murgia</b>	<a href="mailto:direzione@pec.parcoaltamurgia.it">direzione@pec.parcoaltamurgia.it</a>
<b>Parco Nazionale Appennino Tosco-Emiliano</b>	<a href="mailto:parcoappennino@legalmail.it">parcoappennino@legalmail.it</a>
<b>Parco Nazionale Foreste Casentinesi, Monte Falterona, Campigna</b>	<a href="mailto:protocolloforestecasentinesi@halleycert.it">protocolloforestecasentinesi@halleycert.it</a>
<b>Parco Nazionale del Gargano</b>	<a href="mailto:direttore@parcogargano.legalmail.it">direttore@parcogargano.legalmail.it</a>
<b>Parco Nazionale della Sila</b>	<a href="mailto:parcosila@pec.it">parcosila@pec.it</a>
<b>Parco Nazionale dello Stelvio</b>	<a href="mailto:parcostelvio@pec.stelviopark.it">parcostelvio@pec.stelviopark.it</a>
<b>Parco Nazionale dell'Asinara</b>	<a href="mailto:enteparcoasinara@pec.it">enteparcoasinara@pec.it</a>
<b>Parco Nazionale Arcipelago Toscano</b>	<a href="mailto:pnarcipelago@postacert.toscana.it">pnarcipelago@postacert.toscana.it</a>
<b>Parco Nazionale delle Cinque Terre</b>	<a href="mailto:pec@pec.parconazionale5terre.it">pec@pec.parconazionale5terre.it</a>
<b>Parco Nazionale del Circeo</b>	<a href="mailto:parconazionalecirceo@pec.it">parconazionalecirceo@pec.it</a>
<b>Parco Nazionale della Majella</b>	<a href="mailto:parcomajella@legalmail.it">parcomajella@legalmail.it</a>
<b>Parco Nazionale del Vesuvio</b>	<a href="mailto:epnv@pec.it">epnv@pec.it</a>
<b>Parco Nazionale della Val Grande</b>	<a href="mailto:parcovalgrande@legalmail.it">parcovalgrande@legalmail.it</a>
<b>Parco nazionale dei Monti Sibillini</b>	<a href="mailto:parcosibillini@emarche.it">parcosibillini@emarche.it</a>
<b>Parco nazionale del Gran Paradiso</b>	<a href="mailto:parcogranparadiso@pec.pngp.it">parcogranparadiso@pec.pngp.it</a>
<b>Parco Nazionale del Golfo di Orosei e del Gennargentu</b>	n.c.

Tabella 2-6 Enti parco

Autorità di Bacino/Distretto	PEC
<b>Autorità di distretto Appennino settentrionale</b>	<a href="mailto:adbarno@postacert.toscana.it">adbarno@postacert.toscana.it</a>
<b>Autorità di distretto Appennino meridionale</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.autoritalgv.it">protocollo@pec.autoritalgv.it</a>
<b>Autorità di distretto Alpi orientali</b>	<a href="mailto:adbve.segreteria@legalmail.it">adbve.segreteria@legalmail.it</a>
<b>Autorità di distretto Appennino centrale</b>	<a href="mailto:bacinotevere@pec.abtevere.it">bacinotevere@pec.abtevere.it</a>
<b>Distretto padano</b>	<a href="mailto:protocollo@postacert.adbpo.it">protocollo@postacert.adbpo.it</a>
<b>Autorità del Fiume Serchio</b>	<a href="mailto:bacinoserchio@postacert.toscana.it">bacinoserchio@postacert.toscana.it</a>
<b>Autorità di distretto Sardegna</b>	<a href="mailto:pres.ab.distrettoidrografico@pec.regione.sardegna.it">pres.ab.distrettoidrografico@pec.regione.sardegna.it</a>

Autorità di Bacino/Distretto	PEC
<b>Autorità di distretto Sicilia</b>	<a href="mailto:dipartimento.ambiente@certmail.regione.sicilia.it">dipartimento.ambiente@certmail.regione.sicilia.it</a>

Tabella 2-7 Autorità di Distretto e di Bacino

Autorità di settore	PEC
<b>ANCI - Associazione nazionale dei Comuni Italiani</b>	<a href="mailto:anci@pec.anci.it">anci@pec.anci.it</a>
<b>UPI - Unione delle Province Italiane</b>	<a href="mailto:upi@messaggipec.it">upi@messaggipec.it</a>
<b>ANCV - Associazione nazionale dei Comuni Virtuosi</b>	<a href="mailto:info@comunivirtuosi.org">info@comunivirtuosi.org</a>
<b>CISPSEL – Confederazione italiana servizi pubblici economici locali</b>	<a href="mailto:confservizi.segreteria@pec.it">confservizi.segreteria@pec.it</a>
<b>AICCRE – Consiglio dei Comuni e delle Regioni d'Europa</b>	<a href="mailto:aiccre@pec.aiccre.eu">aiccre@pec.aiccre.eu</a>
<b>UNCCEM – Unione Nazionale Comunità Enti Montani</b>	<a href="mailto:uncem.nazionale@pec.it">uncem.nazionale@pec.it</a>

Tabella 2-8 Autorità di settore

Agenzie protezione ambiente	PEC
<b>Agenzia Regionale per la Tutela dell'Ambiente della Regione Abruzzo</b>	<a href="mailto:sede.centrale@pec.artaabruzzo.it">sede.centrale@pec.artaabruzzo.it</a>
<b>Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente della Basilicata</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.arpab.it">protocollo@pec.arpab.it</a>
<b>Agenzia provinciale per l'ambiente della Provincia di Bolzano</b>	<a href="mailto:umwelt.ambiente@pec.prov.bz.it">umwelt.ambiente@pec.prov.bz.it</a>
<b>Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente della Calabria</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.arpacalabria.it">protocollo@pec.arpacalabria.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale Campania</b>	<a href="mailto:direzionegenerale.arpac@pec.arpacampania.it">direzionegenerale.arpac@pec.arpacampania.it</a>
<b>Agenzia regionale per la prevenzione e l'ambiente dell'Emilia-Romagna</b>	<a href="mailto:dirgen@cert.arpa.emr.it">dirgen@cert.arpa.emr.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente del Friuli Venezia Giulia</b>	<a href="mailto:arpa@certregione.fvg.it">arpa@certregione.fvg.it</a>
<b>Agenzia Regionale Protezione Ambientale del Lazio</b>	<a href="mailto:direzione.centrale@arpalazio.legalmailpa.it">direzione.centrale@arpalazio.legalmailpa.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente Ligure</b>	<a href="mailto:arpal@pec.arpal.gov.it">arpal@pec.arpal.gov.it</a>
<b>Agenzia regionale per la Protezione dell'Ambiente della Lombardia</b>	<a href="mailto:arpa@pec.regione.lombardia.it">arpa@pec.regione.lombardia.it</a>
<b>Agenzia regionale per la Protezione dell'Ambiente delle Marche</b>	<a href="mailto:arpam@emarche.it">arpam@emarche.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale del Molise</b>	<a href="mailto:arpamolise@legalmail.it">arpamolise@legalmail.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale Piemonte</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.arpa.piemonte.it">protocollo@pec.arpa.piemonte.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale Puglia</b>	<a href="mailto:dir.generale.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it">dir.generale.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Sardegna</b>	<a href="mailto:arpas@pec.arpa.sardegna.it">arpas@pec.arpa.sardegna.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente (Sicilia)</b>	<a href="mailto:arpa@pec.arpa.sicilia.it">arpa@pec.arpa.sicilia.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Toscana</b>	<a href="mailto:arpaprotocollo@postacert.toscana.it">arpaprotocollo@postacert.toscana.it</a>

<b>Agenzie protezione ambiente</b>	<b>PEC</b>
<b>Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente (Trento)</b>	<a href="mailto:appa@pec.provincia.tn.it">appa@pec.provincia.tn.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale dell'Umbria</b>	<a href="mailto:protocollo@cert.arpa.umbria.it">protocollo@cert.arpa.umbria.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente (Valle D'Aosta)</b>	<a href="mailto:arpavda@cert.legalmail.it">arpavda@cert.legalmail.it</a>
<b>Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.arpav.it">protocollo@pec.arpav.it</a>

Tabella 2-9 Agenzie per la protezione dell'ambiente

<b>Segretariati regionali MiBACT</b>	<b>PEC</b>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Abruzzo</b>	<a href="mailto:mbac-sr-abr@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-abr@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici della Basilicata</b>	<a href="mailto:mbac-sr-bas@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-bas@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici della Calabria</b>	<a href="mailto:mbac-sr-cal@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-cal@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici della Campania</b>	<a href="mailto:mbac-sr-cam@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-cam@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Emilia Romagna</b>	<a href="mailto:mbac-sr-ero@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-ero@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici del Friuli Venezia Giulia</b>	<a href="mailto:mbac-sr-fvg@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-fvg@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici del Lazio</b>	<a href="mailto:mbac-sr-laz@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-laz@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici della Liguria</b>	<a href="mailto:mbac-sr-lig@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-lig@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici della Lombardia</b>	<a href="mailto:mbac-sr-lom@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-lom@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici delle Marche</b>	<a href="mailto:mbac-sr-mar@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-mar@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici del Molise</b>	<a href="mailto:mbac-sr-mol@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-mol@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici del Piemonte</b>	<a href="mailto:mbac-sr-pie@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-pie@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici della Puglia</b>	<a href="mailto:mbac-sr-pug@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-pug@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici della Sardegna</b>	<a href="mailto:mbac-sr-sar@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-sar@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici della Toscana</b>	<a href="mailto:mbac-sr-tos@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-tos@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Umbria</b>	<a href="mailto:mbac-sr-umb@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-umb@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Segretariato regionale per i beni culturali e paesaggistici del Veneto</b>	<a href="mailto:mbac-sr-ven@mailcert.beniculturali.it">mbac-sr-ven@mailcert.beniculturali.it</a>
<b>Regione autonoma Valle d'Aosta Dipartimento per le attività culturali</b>	<a href="mailto:cultura@pec.regione.vda.it">cultura@pec.regione.vda.it</a>

Segretariati regionali MiBACT	PEC
<b>Dipartimento dei Beni culturali e dell'identità siciliana</b>	<a href="mailto:dipartimento.beni.culturali@certmail.regione.sicilia.it">dipartimento.beni.culturali@certmail.regione.sicilia.it</a>
<b>Provincia autonoma di Trento Soprintendenza per i beni culturali</b>	<a href="mailto:sopr.beniculturali@pec.provincia.tn.it">sopr.beniculturali@pec.provincia.tn.it</a>
<b>Provincia autonoma di Bolzano Ripartizione Beni culturali</b>	<a href="mailto:denkmalpflege.beniculturali@pec.prov.bz.it">denkmalpflege.beniculturali@pec.prov.bz.it</a>

Tabella 2-10 Segreterie regionali MiBACT

Amministrazioni regionali	PEC
<b>Regione Abruzzo</b>	<a href="mailto:urp@pec.regione.abruzzo.it">urp@pec.regione.abruzzo.it</a>
<b>Regione Basilicata</b>	<a href="mailto:A00-giunta@cert.regione.basilicata.it">A00-giunta@cert.regione.basilicata.it</a>
<b>Provincia Autonoma Bolzano</b>	<a href="mailto:generaldirektion.direzione generale@pec.prov.bz.it">generaldirektion.direzione generale@pec.prov.bz.it</a>
<b>Regione Calabria</b>	<a href="mailto:capogabinettopresidenza@pec.regione.calabria.it">capogabinettopresidenza@pec.regione.calabria.it</a>
<b>Regione Campania</b>	<a href="mailto:urp@pec.regione.campania.it">urp@pec.regione.campania.it</a>
<b>Regione Emilia-Romagna</b>	<a href="mailto:PEIGiunta@postacert.regione.emilia-romagna.it">PEIGiunta@postacert.regione.emilia-romagna.it</a>
<b>Regione Friuli Venezia Giulia</b>	<a href="mailto:regione.friuliveneziagiulia@certregione.fvg.it">regione.friuliveneziagiulia@certregione.fvg.it</a>
<b>Regione Lazio</b>	<a href="mailto:protocollo@regione.lazio.legalmail.it">protocollo@regione.lazio.legalmail.it</a>
<b>Regione Liguria</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.regione.liguria.it">protocollo@pec.regione.liguria.it</a>
<b>Regione Lombardia</b>	<a href="mailto:presidenza@pec.regione.lombardia.it">presidenza@pec.regione.lombardia.it</a>
<b>Regione Marche</b>	<a href="mailto:regione.marche.protocollogiunta@emarche.it">regione.marche.protocollogiunta@emarche.it</a>
<b>Regione Molise</b>	<a href="mailto:regionemolise@cert.regione.molise.it">regionemolise@cert.regione.molise.it</a>
<b>Regione Piemonte</b>	<a href="mailto:gabinettopresidenza-giunta@cert.regione.piemonte.it">gabinettopresidenza-giunta@cert.regione.piemonte.it</a>
<b>Regione Puglia</b>	<a href="mailto:protocollogeneralepresidenza@pec.rupar.puglia.it">protocollogeneralepresidenza@pec.rupar.puglia.it</a>
<b>Regione Sardegna</b>	<a href="mailto:pres.comunicazione.dirgen@pec.regione.sardegna.it">pres.comunicazione.dirgen@pec.regione.sardegna.it</a>
<b>Regione Sicilia</b>	<a href="mailto:presidente@certmail.regione.sicilia.it">presidente@certmail.regione.sicilia.it</a>
<b>Regione Toscana</b>	<a href="mailto:regionetoscana@postacert.toscana.it">regionetoscana@postacert.toscana.it</a>
<b>Provincia Trento</b>	<a href="mailto:segret.generale@pec.provincia.tn.it">segret.generale@pec.provincia.tn.it</a>
<b>Regione Umbria</b>	<a href="mailto:regione.giunta@postacert.umbria.it">regione.giunta@postacert.umbria.it</a>
<b>Regione Valle d'Aosta</b>	<a href="mailto:segretario_generale@pec.regione.vda.it">segretario_generale@pec.regione.vda.it</a>
<b>Regione Veneto</b>	<a href="mailto:protocollo.generale@pec.regione.veneto.it">protocollo.generale@pec.regione.veneto.it</a>
<b>Regione Abruzzo</b> - Dipartimento Opere Pubbliche, Governo del Territorio e Politiche Ambientali. Servizio Valutazione Ambientale	<a href="mailto:dpc@pec.regione.abruzzo.it">dpc@pec.regione.abruzzo.it</a>
<b>Regione Basilicata</b> - Dipartimento ambiente e territorio, infrastrutture, opere pubbliche e trasporti	<a href="mailto:ambiente.infrastrutture@cert.regione.basilicata.it">ambiente.infrastrutture@cert.regione.basilicata.it</a>
<b>Regione Calabria</b> - Dipartimento Politiche dell'Ambiente	<a href="mailto:dipartimento.ambiente@pec.regione.calabria.it">dipartimento.ambiente@pec.regione.calabria.it</a>
<b>Regione Campania</b> - Dipartimento per la Salute e le Risorse Naturali. Direzione Generale per l'Ambiente e l'Ecosistema. Unità Operativa Dirigenziale Valutazioni Ambientali	<a href="mailto:dq05.uod07@pec.regione.campania.it">dq05.uod07@pec.regione.campania.it</a>
<b>Regione Emilia Romagna</b> - Direzione Generale Ambiente, difesa del suolo e della costa. Servizio Valutazione Impatto e promozione sostenibilità ambientale	<a href="mailto:vipsa@postacert.regione.emilia-romagna.it">vipsa@postacert.regione.emilia-romagna.it</a>

Amministrazioni regionali	PEC
<b>Regione Friuli Venezia Giulia</b> - Direzione centrale ambiente ed energia. Servizio Valutazioni Ambientali	<a href="mailto:ambiente@certregione.fvg.it">ambiente@certregione.fvg.it</a>
<b>Regione Lazio</b> - Direzione Regionale Territorio, Urbanistica, Mobilità e Rifiuti. Area Autorizzazioni Paesaggistiche e Valutazione Ambientale Strategica	<a href="mailto:infrastrutture@regione.lazio.legalmail.it">infrastrutture@regione.lazio.legalmail.it</a>
<b>Regione Lombardia</b> - Direzione Generale Territorio Urbanistica e difesa del suolo - Unità Organizzativa Strumenti per il governo del territorio - Struttura Fondamenti, Strategie per il governo del territorio e VAS	<a href="mailto:territorio@pec.regione.lombardia.it">territorio@pec.regione.lombardia.it</a>
<b>Regione Marche</b> - Servizio Infrastrutture, Trasporti ed Energia. Valutazioni ed Autorizzazioni Ambientali	<a href="mailto:regione.marche.valutazamb@emarche.it">regione.marche.valutazamb@emarche.it</a>
<b>Regione Molise</b> - Autorità Ambientale Regionale	<a href="mailto:autorita.ambientale@regione.molise.it">autorita.ambientale@regione.molise.it</a>
<b>Regione Piemonte</b> - Direzione Ambiente, Governo e Tutela del territorio. Settore valutazioni ambientali e procedure integrate	<a href="mailto:territorio-ambiente@cert.regione.piemonte.it">territorio-ambiente@cert.regione.piemonte.it</a>
<b>Regione Puglia</b> - Dipartimento mobilità, qualità urbana, opere pubbliche, ecologia e paesaggio. Sezione ecologia.	<a href="mailto:servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it">servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it</a>
<b>Regione Sardegna</b> - Direzione Generale della difesa dell'ambiente. Servizio valutazioni ambientali	<a href="mailto:difesa.ambiente@pec.regione.sardegna.it">difesa.ambiente@pec.regione.sardegna.it</a>
<b>Regione Sicilia</b> - Assessorato del territorio e dell'ambiente	<a href="mailto:dipartimento.ambiente@certmail.regione.sicilia.it">dipartimento.ambiente@certmail.regione.sicilia.it</a>
<b>Regione Umbria</b> - Direzione regionale Agricoltura, ambiente, energia, cultura, beni culturali e spettacolo. Servizio Valutazioni ambientali, sviluppo e sostenibilità ambientale	<a href="mailto:direzioneambiente.regione@postacert.umbria.it">direzioneambiente.regione@postacert.umbria.it</a>
<b>Regione Valle d'Aosta</b> - Assessorato territorio e ambiente. Dipartimento territorio e ambiente Struttura organizzativa pianificazione e valutazione ambientale	<a href="mailto:territorio_ambiente@pec.regione.vda.it">territorio_ambiente@pec.regione.vda.it</a>
<b>Regione Veneto</b> - Area Infrastrutture – Dipartimento Territorio. Sezione Coordinamento Commissioni (VAS, VINCA, NUVV)	<a href="mailto:dip.territorio@pec.regione.veneto.it">dip.territorio@pec.regione.veneto.it</a>
<b>Provincia Autonoma di Trento</b> - Dipartimento territorio, agricoltura, ambiente e foreste - Servizio Autorizzazioni e valutazioni ambientali - Ufficio per le valutazioni ambientali	<a href="mailto:serv.autvalamb@pec.provincia.tn.it">serv.autvalamb@pec.provincia.tn.it</a>
<b>Provincia Autonoma di Bolzano</b> - Dipartimento Sviluppo del territorio, Ambiente ed Energia. Servizio Valutazione di impatto ambientale strategica (VAS)	<a href="mailto:uvp.via@pec.prov.bz.it">uvp.via@pec.prov.bz.it</a>

Tabella 2-11 Amministrazioni regionali

Di seguito si riporta l'elenco dei soggetti competenti in materia ambientale a livello provinciale ed il riferimento della Posta Elettronica Certificata (PEC) per le comunicazioni.

Si evidenzia che, al fine di ottimizzare l'individuazione e il coinvolgimento degli SCA, nel seguente elenco vengono riportate solo le province interessate dal PdS in esame, come è meglio illustrato nel seguito del presente documento (cfr. par. 7.3).

Soggetti	PEC
<b>Provincia di Aosta</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.comune.aosta.it">protocollo@pec.comune.aosta.it</a>
<b>Provincia di Sondrio</b>	<a href="mailto:protocollo@cert.provincia.so.it">protocollo@cert.provincia.so.it</a>
<b>Città metropolitana di Milano</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.cittametropolitana.mi.it">protocollo@pec.cittametropolitana.mi.it</a>
<b>Città metropolitana di Bologna</b>	<a href="mailto:cm.bo@cert.cittametropolitana.bo.it">cm.bo@cert.cittametropolitana.bo.it</a>
<b>Provincia di Chieti</b>	<a href="mailto:protocollo@pec.provincia.chieti.it">protocollo@pec.provincia.chieti.it</a>
<b>Provincia di Foggia</b>	<a href="mailto:protocollo@cert.provincia.foggia.it">protocollo@cert.provincia.foggia.it</a>

Tabella 2-12 Elenco soggetti competenti in materia ambientale a livello provinciale

### 3 LA METODOLOGIA PER IL PROCESSO DI VAS

#### 3.1 Premessa

Il fattore distintivo del processo di VAS del Piano di sviluppo (PdS) della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) risiede nel fatto che tale Piano è l'unico strumento di pianificazione del settore elettrico, già più volte sottoposto a valutazione ambientale strategica. Tale circostanza, come ben noto, ha portato alla costruzione di un complesso di esperienze in termini di metodologie, tecniche e pareri motivati, il cui frutto appare appropriato non disperdere, facendolo opportunamente interagire all'interno del processo di VAS che si sta andando ad avviare.

Con la finalità di valorizzare tutto il percorso svolto negli anni passati e semplificare la lettura dell'approccio che si intende perseguire, in questo capitolo si vuole presentare la metodologia da applicare all'intero processo della Valutazione Ambientale Strategica del PdS della RTN.

Tale proposta metodologica è unitaria per l'intero processo: ha inizio con le prime fasi delle consultazioni e, passando per la valutazione, termina con il monitoraggio. Si è cercato, cioè, di impostare un lavoro che, mediante i successivi approfondimenti consoni alla fase del processo in cui ci si trova, possa condurre in maniera unitaria a fornire le informazioni più appropriate per la valutazione nel suo complesso.

I documenti fondamentali su cui si basano le due fasi principali della VAS sono il Rapporto Preliminare Ambientale (RPA), finalizzato alla consultazione preliminare di cui all'art. 13, co. 1 del D.Lgs. 152/06 e smi, ed il Rapporto Ambientale (RA), finalizzato alla consultazione e valutazione di cui agli artt. 14 e 15 dello stesso D.Lgs. 152/06 e smi.

Il Rapporto Preliminare Ambientale, secondo la norma, deve fornire informazioni sui possibili impatti ambientali significativi dell'attuazione del piano per consentire di definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale.

Il Rapporto Ambientale, a sua volta, deve individuare, descrivere e valutare gli impatti significativi che l'attuazione del piano o del programma proposto potrebbe avere sull'ambiente e sul patrimonio culturale, nonché le ragionevoli alternative che possono adottarsi in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale del piano o del programma stesso.

Nell'allegato VI al D.Lgs. 152/06 e smi sono riportate le informazioni da fornire nel Rapporto Ambientale a tale scopo, nei limiti in cui possono essere ragionevolmente richieste, tenuto conto del livello delle conoscenze e dei metodi di valutazione correnti, dei contenuti e del livello di dettaglio del piano o del programma.

Il Rapporto ambientale, inoltre, deve dare atto della consultazione effettuata sul precedente Rapporto Preliminare Ambientale ed evidenziare come sono stati presi in considerazione i contributi pervenuti.

Si vede dunque come le due fasi di cui si è detto all'inizio del capitolo (consultazione sul RPA e consultazione e valutazione sul RA) sono collegate fra loro ed in particolare come la prima sia propedeutica alla seconda. Parimenti sono collegati i due Rapporti e la metodologia proposta intende tenere da conto questo aspetto.

### **3.2 Tempistiche procedurali e importanza della tempestività**

Il PdS è lo strumento per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN), predisposto annualmente da Terna in virtù della concessione statale e della vigente normativa (cfr. § 2.2).

Inoltre, ai sensi del D. lgs. 152/06 (entrato in vigore il 31.07.2007), dal 2008 il PdS viene sottoposto a Valutazione Ambientale Strategica (VAS), prima della sua approvazione.

La natura annuale del PdS della RTN implica tempi molto concentrati per la sua approvazione e, quindi, anche per l'espletamento previo della procedura di VAS. Nel corso degli anni, infatti, la procedura di VAS del PdS ha in qualche caso comportato tempistiche più lunghe di quelle previste dalla normativa vigente, che hanno a loro volta condotto a ritardi nell'approvazione dei Piani e al conseguente slittamento delle procedure relative ai Piani delle annualità successive.

Tale aspetto non è trascurabile, in quanto i ritardi nelle procedure autorizzative, prima del Piano e poi dei singoli interventi sulla RTN, concorrono a determinare il rischio di disalimentazione elettrica in diverse aree del paese.

Terna, infatti, mediante il Piano di Sviluppo della RTN, identifica una serie di azioni preventive, rispondenti alle seguenti esigenze generali:

- miglioramento dei requisiti di qualità, continuità ed economicità del servizio della rete;
- adempimento alle direttive europee in merito allo "sbottigliamento" della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Considerando che detti ritardi nell'ambito della procedura di VAS del PdS inficiano i tempi di approvazione del medesimo Piano che, come noto, dovrebbero avere cadenza annuale per poter essere efficaci, in quanto l'approvazione del PdS può avvenire, da parte del MISE, solo dopo l'espressione del parere motivato di VAS, si può allora facilmente comprendere come il susseguirsi di tali ritardi venga a costituire un reale ostacolo alla necessaria tempestività di realizzazione degli interventi di adeguamento della rete elettrica nazionale. Tale puntualità di realizzazione è un fattore importante, alla base del processo virtuoso di miglioramento delle condizioni della RTN e, per conseguenza, della qualità della vita percepita dalle persone, nonché dello sviluppo e del progresso industriale del sistema paese.

Appare quindi opportuno proporre una riflessione su tale criticità, tanto più in ambito di VAS del PdS, dove la considerazione di aspetti strategici, quali la continuità del servizio ai cittadini e alle imprese e le ricadute sociali ed economiche derivanti dal mancato adeguamento della RTN con tempistiche

appropriate, risulta essere fondamentale e pertinente ad assicurare il contributo del medesimo PdS nel determinare le condizioni per uno sviluppo sostenibile (cfr. art. 4, co. 3 e co. 4a del D.Lgs. 152/2006).

Peraltro, il richiamo alla criticità sopra evidenziata è già stato oggetto anche di specifiche considerazioni da parte dell'Autorità per l'Energia elettrica il Gas e il Sistema idrico (AEEGSI) che, nel Documento per la consultazione 464/2015/R/EEL del 1 ottobre 2015 in merito a un modello di sviluppo selettivo degli investimenti per il servizio di trasmissione elettrica, ha fatto espliciti riferimenti ai ritardi autorizzativi dei progetti di sviluppo della RTN, evidenziando come rappresentino, in Italia, *"una difficoltà più significativa che in altri Paesi, con tempistiche medie di autorizzazione ben superiori ai sei mesi previsti dalla legge 290/03"*; infine, nella Segnalazione al Parlamento e al Governo 648/2016/I/COM del 10 novembre 2016, in relazione ai ritardi nell'approvazione del PdS, la medesima AEEGSI arriva a proporre la frequenza biennale di predisposizione dei Piani di sviluppo delle RTN, in luogo di quella annuale vigente, al fine di *"attenuare le complessità correlate al processo di approvazione"* del medesimo PdS.

Pertanto, al fine di contribuire a riallineare le valutazioni al presente, considerato l'avvio della consultazione sul Rapporto preliminare relativo al PdS 2016 (ex art. 13 co. 1 del D. lgs 152/06), già avvenuta in data 20/12/2016 e temporalmente conclusa in data 20/03/2017 (90 giorni), si precisa che il successivo sviluppo del processo di VAS mediante la presentazione del Rapporto Ambientale includerà sia i contenuti relativi al Piano 2016 che quelli del Piano 2017, a cui il presente Rapporto Preliminare Ambientale si riferisce, come concordato dall'autorità competente (MATTM) con l'autorità procedente (MiSE), il MiBACT e il proponente (cfr. nota prot. DVA 10092 del 02/05/2017).

Una volta espletata la consultazione sul presente Rapporto Preliminare Ambientale, sarà quindi presentato un unico Rapporto Ambientale che considera entrambe le annualità (PdS 2016 e PdS 2017), di modo che la valutazione possa avvenire congiuntamente e conseguentemente ridursi nelle tempistiche.

### **3.3 I contenuti del RPA e RA da normativa**

Come già evidenziato al precedente paragrafo 3.1, la metodologia proposta intende tenere da conto del collegamento tra i due Rapporti; ricordando che scopo del RPA è quello di *"[...] fornire informazioni sui possibili impatti ambientali significativi dell'attuazione del piano per consentire di definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel rapporto ambientale"*, è necessario quindi analizzare quanto richiesto dalla normativa in merito ai contenuti del successivo RA; di seguito si riporta una tabella sinottica relativa alle informazioni indicate nell'allegato VI alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06, recante "Contenuti del Rapporto ambientale di cui all'art. 13" e di come si intende svilupparle all'interno del presente RPA e del successivo RA.

Informazioni	RPA	RA
a) illustrazione dei contenuti, degli obiettivi principali del piano o programma e del rapporto con altri pertinenti piani o programmi	✓	✓'
b) aspetti pertinenti dello stato attuale dell'ambiente e sua evoluzione probabile senza l'attuazione del piano o del programma	✓	✓'
c) caratteristiche ambientali, culturali e paesaggistiche delle aree che potrebbero essere significativamente interessate	✓	✓'
d) qualsiasi problema ambientale esistente, pertinente al piano o programma, ivi compresi in particolare quelli relativi ad aree di particolare rilevanza ambientale, culturale e paesaggistica, quali le zone designate come zone di protezione speciale per la conservazione degli uccelli selvatici e quelli classificati come siti di importanza comunitaria per la protezione degli habitat naturali e della flora e della fauna selvatica, nonché i territori con produzioni agricole di particolare qualità e tipicità, di cui all'art. 21 del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228	✓	✓'
e) obiettivi di protezione ambientale stabiliti a livello internazionale, comunitario o degli Stati membri, pertinenti al piano o al programma, e il modo in cui, durante la sua preparazione, si è tenuto conto di detti obiettivi e di ogni considerazione ambientale	✓	✓'
f) possibili impatti significativi sull'ambiente, compresi aspetti quali la biodiversità, la popolazione, la salute umana, la flora e la fauna, il suolo, l'acqua, l'aria, i fattori climatici, i beni materiali, il patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico, il paesaggio e l'interrelazione tra i suddetti fattori. Devono essere considerati tutti gli impatti significativi, compresi quelli secondari, cumulativi, sinergici, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi		✓
g) misure previste per impedire, ridurre e compensare nel modo più completo possibile gli eventuali impatti negativi significativi sull'ambiente dell'attuazione del piano o del programma		✓
h) sintesi delle ragioni della scelta delle alternative individuate e una descrizione di come è stata effettuata la valutazione, nonché le eventuali difficoltà incontrate (ad esempio carenze tecniche o difficoltà derivanti dalla novità dei problemi e delle tecniche per risolverli) nella raccolta delle informazioni richieste		✓
i) descrizione delle misure previste in merito al monitoraggio e controllo degli impatti ambientali significativi derivanti dall'attuazione del piano o del programma proposto definendo, in particolare, le modalità di raccolta dei dati e di elaborazione degli indicatori necessari alla valutazione degli impatti, la periodicità della produzione di un rapporto illustrante i risultati della valutazione degli impatti e le misure correttive da adottare	✓	✓'
j) sintesi non tecnica delle informazioni di cui alle lettere precedenti		✓
<b>Legenda</b>		
✓ argomento affrontato		
✓' argomento approfondito rispetto al RPA		
,		

Tabella 3-1 Tavola sinottica delle informazioni per la VAS

Dalla tabella precedente si evince quindi che nel presente RPA saranno affrontate tutte quelle tematiche che permetteranno di definire il successivo livello di dettaglio del RA.

Si evidenzia che al Rapporto Ambientale, oltre ad una serie di allegati strutturanti il lavoro, sarà associato un annesso che fornirà, attraverso l'applicazione della già condivisa "metodologia ERPA", delle prime elaborazioni che saranno utili per la successiva concertazione, nella ricerca e nella scelta di ipotesi localizzative sostenibili per i nuovi elementi infrastrutturali.

L'obiettivo dell'annesso è quindi quello di illustrare le alternative dei corridoi, per quanto concerne la realizzazione di nuovi elementi infrastrutturali lineari (elettrodotti) e le alternative di localizzazione per quanto riguarda la realizzazione di nuovi elementi infrastrutturali puntuali (stazioni elettriche), ottenute implementando i criteri ERPA al fine di un inserimento sostenibile nel territorio delle nuove azioni operative.

Nel paragrafo 3.5 sono illustrati gli step di riferimento per la produzione dei due documenti citati, dai quali si vede che le premesse concettuali sono le stesse. Queste consentono, attraverso diverse declinazioni ed approfondimenti, di sviluppare le tematiche rispondenti alla fase del processo di VAS in cui ci si trova.

### **3.4 Le osservazioni degli SCA nell'ambito dei processi di VAS**

Terna nella redazione dei RA dei PdS, così come indicato dall'art 13 co.1 del D.lgs. 152/06 e smi "[...] dà atto della consultazione di cui al comma 1<sup>6</sup> ed evidenzia come sono stati presi in considerazione i contributi pervenuti".

Negli ultimi anni Terna si è sempre impegnata ad analizzare e recepire le osservazioni, non solo in risposta a quanto richiesto dalla normativa, ma anche come spunto di riflessione per il continuo miglioramento, sia della metodologia che dell'aspetto informativo, alla base della redazione dei Rapporti e dei PdS.

La documentazione redatta ha recepito le tematiche più ricorrenti, desumibili dalla lettura dei pareri e delle osservazioni degli SCA, avendo nel corso degli anni migliorato molti aspetti, tra i quali si evidenziano:

- il costante aggiornamento della pianificazione considerata nella redazione dei RPA e dei RA, sia nel settore energetico che ambientale, a scala nazionale, regionale e locale;
- la corretta e completa individuazione degli obiettivi ambientali da perseguire;
- la più facile lettura dei contenuti dei Piani e degli interventi che Terna intende intraprendere al fine di raggiungere gli specifici obiettivi posti;

---

<sup>6</sup> Consultazione sul RPA

- la maggior chiarezza nell'espone le alternative al Piano considerate da Terna e le motivazioni alla base delle scelte pianificatorie;
- un'impostazione del RPA e del RA che supporti la dimensione strategica del Piano, propria della VAS;
- una più approfondita caratterizzazione ambientale delle aree interessate dagli interventi previsti;
- un'analisi dei potenziali effetti ambientali che fosse il più possibile oggettiva e inerente a tutte le componenti ambientali;
- la definizione di una corretta metodologia da illustrare all'interno dei rapporti ambientali per la successiva applicazione nei rapporti di monitoraggio VAS del PdS.

Risulta evidente quindi lo sforzo da parte di Terna nel porre sempre più attenzione agli aspetti ambientali legati al proprio contesto pianificatorio, riscontrabile nell'evoluzione della redazione dei RPA e dei RA degli ultimi anni.

Nell'ottica quindi di un continuo miglioramento scaturito dalle osservazioni degli SCA, si evidenzia che il 20 dicembre 2016 è stata avviata la procedura di VAS del PdS 2016, con la quale è cominciata la fase di consultazione con i soggetti competenti in materiale ambientale al fine di definire la portata e il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel successivo RA del PdS 2016.

Tale fase di consultazione preliminare sul RPA del PdS 2016 era ancora attiva durante la redazione del presente RPA inerente il PdS 2017, che è stato quindi predisposto contestualmente allo svolgimento della procedura di VAS relativa al PdS 2016.

Sebbene si tratti di un procedimento diverso, si è comunque ritenuto opportuno tener conto, nella stesura del presente documento, delle indicazioni a carattere generale contenute nelle osservazioni pervenute sul RPA 2016, nell'ottica di migliorare sia dal punto di vista metodologico che informativo, i contenuti del RPA inerente il PdS 2017.

Di seguito si riporta l'elenco dei Soggetti competenti in materia ambientale che hanno inviato al MATTM le proprie osservazioni, pubblicate sul sito<sup>7</sup> del Ministero stesso:

- Regione Autonoma Valle d'Aosta - DVA-2017-0000370 del 10 gennaio 2017;
- ARPA Valle d'Aosta - DVA-2017-0000451 dell'11 gennaio 2017;
- Autorità di Bacino del Fiume Serchio - DVA-2017-0001633 del 26 gennaio 2017;
- Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia DVA-2017-0004240 del 23 febbraio 2017;
- ARPA Toscana - DVA-2017-0004920 del 2 marzo 2017;
- Regione Emilia Romagna - DVA-2017-0004871 del 2 marzo 2017;
- ARTA Abruzzo - DVA-2017-0005508 dell'8 marzo 2017;

---

<sup>7</sup> <http://www.va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/1643/2818?Testo=&RaggruppamentoID=1059#form-cercaDocumentazione>

- Regione Lombardia - DVA-2017-0006211 del 15 marzo 2017;
- ARPA Campania - DVA-2017-0006221 del 15 marzo 2017;
- ARPA Friuli Venezia Giulia - DVA-2017-0006364 del 16 marzo 2017;
- Regione Toscana - DVA-2017-0006425 del 17 marzo 2017;
- Provincia Autonoma di Trento - DVA-2017-0006517 del 20 marzo 2017;
- Comune di Vecchiano (Pisa) - DVA-2017-0006552 del 20 marzo 2017;
- Parco Nazionale Arcipelago Toscano - DVA-2017-0006516 del 20 marzo 2017;
- Comune di Massarosa (Lucca) - DVA-2017-0006537 del 20 marzo 2017;
- Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Settentrionale - DVA-2017-0006636 del 20 marzo 2017;
- Parco regionale Migliarino San Rossore Massaciuccoli – DVA-2017-0006873 del 23 marzo 2017;
- Libero Consorzio comunale di Trapani – DVA-2017-0006968 del 23 marzo 2017;
- ARPA Ligure – DVA-2017-0007272 del 27 marzo 2017
- Regione Piemonte - DVA-2017-0007767 del 31 marzo 2017.

Il riscontro puntuale delle suddette osservazioni sarà riportato in modo completo nell'elaborazione del prossimo RA, che sarà relativo al PdS 2016 e al PdS 2017 (come già indicato nel precedente paragrafo 3.2), esplicitando inoltre le modalità con cui tali disposizioni sono state recepite.

In questa sede si anticipa che, dalla lettura delle suddette osservazioni, si evince come il maggior numero sia relativo a richieste di chiarimenti sui contenuti del RPA specifico dell'annualità 2016 e non riguardi dubbi sulla metodologia generale.

Per quanto concerne invece le osservazioni a carattere generale, in questa sede sono state introdotte alcune migliorie, come ad esempio l'inserimento, oltre che al livello di RA anche nel RPA, dei tipologici delle misure di contenimento e/o mitigazione degli effetti ambientali, che saranno successivamente declinati in seguito all'analisi degli effetti delle singole azioni previste e del particolare contesto territoriale (cfr. par.8.4); sono stati inoltre implementati gli obiettivi ambientali da perseguire in seguito a suggerimenti da parte degli SCA (cfr. par.5.2.4); sono stati recepiti gli aggiornamenti in ambito pianificatorio indicati nelle osservazioni (cfr. cap.6); sono stati considerati i suggerimenti per le categorie di informazioni da considerare nel calcolo degli indicatori di sostenibilità territoriale (cfr. Allegato II).

Al riguardo delle osservazioni di tipo generale formulate dagli SCA in relazione ai precedenti processi di VAS dei PdS, con particolare riferimento alla VAS dei PdS 2013-2014-2015, si riportano di seguito quelle che sono state già considerate nella predisposizione dei documenti relativi alla presente annualità.

## Temi a carattere generale

### *Scelta dell'area di studio per le azioni di funzionalizzazione*

Il criterio per la definizione dell'area di studio di tale tipologia di azione fa riferimento al DL 239/2003, art. 1-sexies, co. 4-sexies, relativo ad interventi su elettrodotti esistenti della RTN, quale è il caso degli interventi di funzionalizzazione: l'area di studio è ampia 120 metri lineari ed è centrata sull'asse linea. Per l'illustrazione sul tema "azioni di funzionalizzazione" si rimanda al par.5.3.1.

### *Attività legate alla "rimozione di limitazioni"*

Tale tipologia di azione di funzionalizzazione prevede la sostituzione di conduttori vetusti con conduttori con caratteristiche meccaniche analoghe ai precedenti, ma con migliori prestazioni elettriche, il tutto in conformità con le norme in essere riguardanti i CEM e con le autorizzazioni conseguite.

### *Definizione della fascia per calcolo degli indicatori relativi alla salute umana, in particolare per gli elettrodotti a 380 kV*

La fascia considerata per il caso del 380 kV è stata scelta in modo da garantire i termini di legge, così come per le fasce considerate per i livelli di tensione inferiore (220 kV, 150 kV, 132 kV). Nell'ipotesi di un elettrodotto 380 kV doppia terna con conduttore 31.5 trinato in zona A, infatti, secondo la CEI 11-60 la portata è di 2955A per fase; considerando una disposizione delle fasi non ottimizzata (con cui si ha il massimo valore di campo), si ha un'ampiezza della fascia dei 3 uT, rispetto all'asse dell'elettrodotto, di circa 78 m. Pertanto, il valore di 84 m considerato (cfr. Allegato II), essendo maggiore di 78 m, è certamente cautelativo. Si precisa, infine, che l'ampiezza a cui si fa riferimento (78/84 m) è l'ampiezza della fascia rispetto all'asse linea, quindi 84 m a destra e 84 m a sinistra dell'asse linea, per un'ampiezza totale della fascia pari a 168 m. Tale precisazione vale, ovviamente, per tutti i livelli di tensione (quindi anche per il 220 kV e per il 150 kV). Per approfondimenti sul tema degli indicatori si rimanda al par.9.4.1 e all'Allegato II.

### *Caratteristiche tecniche/dimensionali delle azioni gestionali al fine di consentire la valutazione dei possibili impatti, anche solo qualitativi, positivi o negativi*

Le azioni gestionali per loro natura non hanno caratteristiche tecniche e dimensionali; si ricorda che si tratta di azioni quali la comunicazione con i gestori delle reti interoperanti con la RTN o Attività di coordinamento tra Transmission System Operator (TSO). Anche quando si parla di logiche smart si fa riferimento alla progettazione di sistemi innovativi o il monitoring, ad esempio. Per l'illustrazione sul tema "azioni gestionali" si rimanda al par.5.3.1.

### *Procedure di VAS per nuovi elementi di un intervento appartenente ad un PdS già approvato*

## Temi a carattere generale

Il PdS della RTN è rinnovato ogni anno e parimenti sottoposto a VAS. Le nuove modifiche previste all'assetto della rete sono inserite nei PdS e quindi sottoposte a VAS. Qualora un intervento appartenente ad un PdS già approvato venisse riconsiderato, perché modificato in maniera sostanziale nel suo assetto, al punto da poter essere considerato un nuovo intervento, sarà inserito come tale in un nuovo PdS che sarà sottoposto a valutazione ambientale strategica. In ogni caso gli effetti ambientali degli interventi sono valutati nell'ambito delle procedure di VIA previste.

### *I "corridoi"*

Il termine "corridoi" è utilizzato da Terna con riferimento alle nuove esigenze di sviluppo rete, per indicare quelle porzioni di territorio, interne alle aree di studio relative alle medesime esigenze, che sono il risultato dell'applicazione dei criteri ERPA: di conseguenza, tali porzioni territoriali risultano metodologicamente idonee ad ospitare l'attuazione delle esigenze di sviluppo rete individuate.

*Considerazione delle "analisi dei corridoi" veri e propri almeno per i casi in cui gli areali risultanti dalle prime elaborazioni presenti nell'Annesso I abbiano estensione e le forme tali da poter ospitare un numero anche elevato di alternative di corridoio.*

Il processo di concertazione, è stato posticipato rispetto al processo di VAS, proprio per valorizzare la dimensione strategica del PdS. Tale decisione è stata presa nell'ambito del costante confronto tra il Proponente e l'Autorità competente, al fine di ottimizzare il ruolo della VAS, che concorre ad orientare le successive fasi di definizione dei singoli interventi in una direzione di sostenibilità ambientale consapevole. A tal fine, infatti, la procedura di VAS indicherà il "corridoio" ritenuto preferenziale, fra quelli individuati dal proponente come alternativi per ciascuna nuova esigenza del Piano con potenziali effetti ambientali significativi. Il processo di concertazione inizierà proprio a partire dal corridoio preferenziale indicato dalla procedura di VAS. In tal modo si è inteso anche mediare la graduale evoluzione delle metodiche di VAS applicate al PdS della RTN, che erano inizialmente focalizzate esclusivamente sulla dimensione dei singoli interventi e che oggi valorizzano maggiormente la dimensione di Piano, che è propria della VAS. Per l'illustrazione sull' "Annesso I" si rimanda al par. 3.3.

*Quadro conoscitivo e quadro cartografico degli allacci di energia derivanti da fonti rinnovabili alla rete, che dia conto della capacità o della incapacità della rete di poter sopportare nuovi ingressi di potenza degli impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile e di conseguenza evidenziare le eventuali criticità, le evoluzioni e le ripercussioni di queste sulla gestione della rete*

Gli allacci alla rete, di impianti che producono energia derivante da fonti rinnovabili (FER), sono richieste di connessione formulate da terzi; non sono pertanto interventi di sviluppo della RTN pianificati da Terna e

## Temi a carattere generale

quindi non sono oggetto della procedura di VAS del PdS. Gli impianti da FER sono autorizzati dalle Regioni e dalle Province autonome ai sensi della vigente normativa (D.Lgs. 387/2003; D.Lgs. 28/2011) ed hanno quindi anche un iter autorizzativo diverso e distinto da quello previsto per gli interventi di sviluppo della RTN (DL 239/2003; L 290/2003). Si coglie nuovamente l'occasione per rinnovare l'invito alla Regione ad intraprendere un percorso preventivo e costante di reale confronto e coordinamento, da effettuarsi in tempi idonei a consentire le opportune valutazioni, sia elettriche che ambientali, funzionali ad assicurare una migliore sinergia fra le rispettive pianificazioni (energetica della Regione e di sviluppo della RTN di Terna), al fine di gestire al meglio la crescente immissione in rete di produzione elettrica da fonti rinnovabili.

*Descrizione maggiormente approfondita dello "Stato della rete di trasmissione nazionale", entrando nel merito delle specifiche criticità, valutando le situazioni problematiche, sotto il profilo ambientale, che necessitano di interventi di riqualificazione, anche al fine di una valutazione degli effetti sinergici e cumulativi*

Terna ogni anno inoltra agli EE.LL. un documento denominato "Relazione sullo stato della rete" redatto ai sensi dell'Articolo 36 comma 15 del Decreto Legislativo 93/11. Tale documento è articolato nei seguenti argomenti:

- resoconto dei bilanci energetici a livello nazionale e regionale per l'anno precedente;
- struttura del sistema elettrico nazionale e analisi della sicurezza di esercizio;
- continuità e qualità del servizio di trasmissione;
- potenziali criticità della produzione da fonti rinnovabili non programmabili in rapporto alle esigenze di garanzia del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale o di porzioni del medesimo;
- suddivisione delle zone di mercato e principali sezioni critiche su rete primaria;
- principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete;
- rappresentazione grafica della collocazione territoriale delle isole di esercizio (rete in alta tensione).

Il suddetto documento contiene informazioni riservate di proprietà Terna, ed è ad uso esclusivo dell'ente locale ricevente e non può essere pertanto divulgato.

### *Criticità degli elettrodotti esistenti*

Ai sensi della vigente normativa (D.Lgs. 93/2011), " ... il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (PdS) individua le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete ...".

### *Fasce alternative di fattibilità dei nuovi elettrodotti all'interno dei corridoi preferenziali*

### Temi a carattere generale

Per quanto concerne il tema delle alternative si evidenzia come proprio il RA consideri in modo innovativo l'analisi delle alternative, riferendole alle scelte di Piano e non alle possibili ipotesi localizzative da adottare una volta definiti i nuovi elementi infrastrutturali. Di conseguenza, l'analisi a livello di Piano e quindi di RA si ferma alla stima degli effetti ambientali di quelle che sono definite le azioni di piano, non entrando nel merito di ciò che riguarda la collocazione territoriale delle stesse. Quest'ultimo aspetto afferisce alla successiva fase di definizione progettuale degli interventi. È a questo riguardo che si colloca l'Annesso al RA in oggetto che, proprio volendo mediare il passaggio dalla fase di pianificazione e di VAS a quella successiva di progettazione e di VIA, fornisce, attraverso l'applicazione della già condivisa "metodologia ERPA", delle prime elaborazioni in termini di corridoi territoriali/ambientali, che sono utili per la successiva concertazione in merito alla ricerca della collocazione territoriale sostenibile per i nuovi elementi infrastrutturali.

#### *Proposte di piano in merito alle alternative migliori*

Si ricorda che, in virtù dell'aggiornamento metodologico-procedurale concordato con l'Autorità competente per la VAS del PdS, il parere motivato che concluderà la procedura di VAS dovrebbe indicare, fra l'altro, il corridoio preferenziale fra quelli individuati dal proponente per le nuove esigenze dei PdS in esame, in modo che la successiva concertazione possa partire proprio dal corridoio preferenziale indicato dalla VAS, per la ricerca delle possibili fasce di fattibilità alternative.

#### *Indicazioni in merito agli interventi che configurano eventuali procedure di Valutazione Ambientale Strategica, Valutazione di Impatto Ambientale, Valutazione di Incidenza*

A livello di PdS ciò che è possibile indicare è che senza dubbio nessun intervento sarà sottoposto a VAS, che in generale gli interventi di nuova infrastrutturazione saranno sottoposti a VIA e alcuni di essi, in relazione alla loro possibile interazione con Siti appartenenti alla Rete Natura 2000, potranno essere sottoposti a VIA e VInC congiuntamente.

Tabella 3-2 Principali temi contenuti nelle osservazioni degli SCA

### **3.5 Impianto metodologico generale**

Come già illustrato precedentemente, le premesse concettuali alla base dei due Rapporti sono le stesse; di seguito infatti si riportano gli step sviluppati per entrambi gli elaborati.

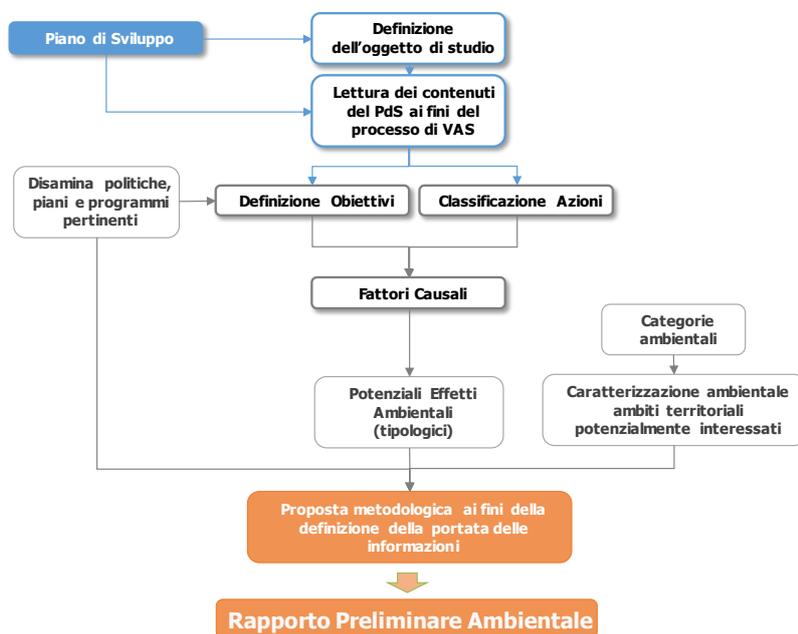


Figura 3-1 Percorso metodologico per la redazione del Rapporto Preliminare Ambientale

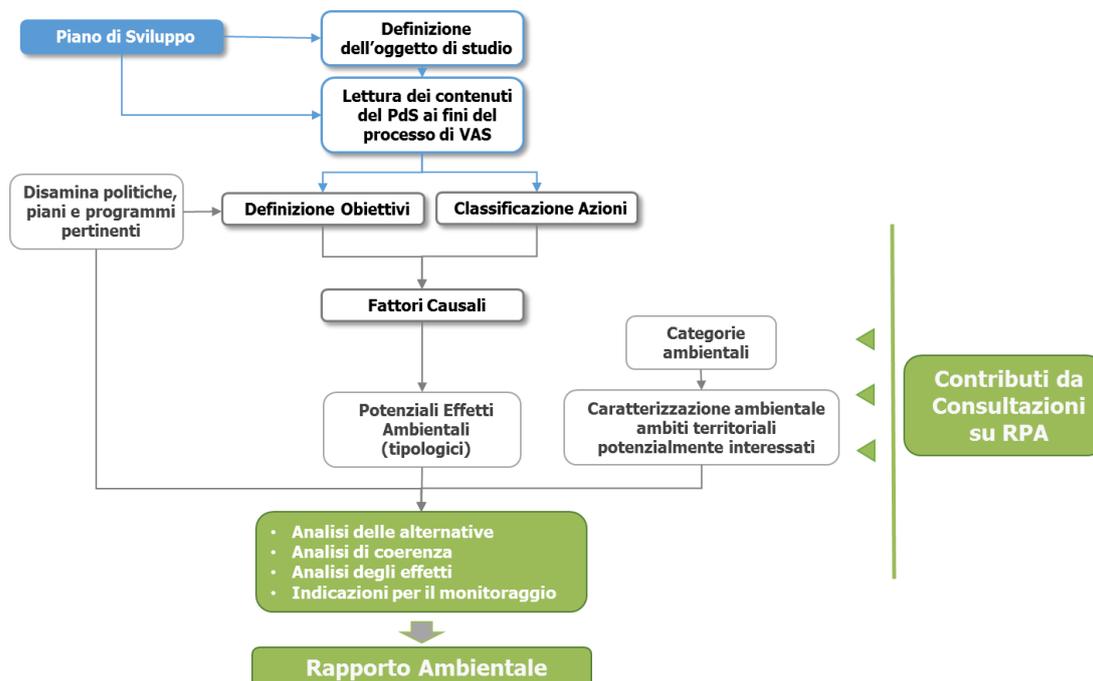


Figura 3-2 Percorso metodologico per la redazione del Rapporto Ambientale

Nello specifico, dall'analisi di quanto riportato nelle figure, si vede come tutta la prima parte degli step definiti contiene gli stessi argomenti, che sono per lo più di tipo conoscitivo. Ovviamente con ciò non si intende che i contenuti nei due Rapporti siano identici, dato che nel successivo Rapporto

Ambientale le informazioni potranno essere arricchite e approfondite, tra l'altro, anche sulla scorta delle indicazioni che potranno venire dalla consultazione del RPA.

La seconda parte degli step individuati è di tipo analitico ed è quella che si specializza in funzione delle diverse finalità dei due rapporti: la definizione della portata delle informazioni da inserire nel Rapporto ambientale nel primo caso e la valutazione ambientale strategica del Piano nel secondo.

Più nello specifico, la parte cosiddetta di studio conoscitivo è costituita dai seguenti step:

- definizione dell'oggetto di studio,
- disamina delle politiche, dei piani e dei programmi pertinenti,
- lettura dei contenuti del PdS ai fini del processo di VAS,
- definizione degli obiettivi,
- classificazione delle azioni,
- individuazione dei fattori causali,
- categorie ambientali e caratterizzazione ambientale degli ambiti potenzialmente interessati.

Mentre le parti di studio analitico consistono:

per il Rapporto Preliminare Ambientale:

- nell'analisi dei potenziali effetti ambientali ai fini della definizione della portata delle informazioni da inserire nel Rapporto Ambientale,

per il Rapporto Ambientale:

- negli studi relativi a:
  - analisi di coerenza,
  - analisi delle alternative,
  - analisi degli effetti ambientali,
  - indicazione delle misure di mitigazione,
  - indicazioni per il monitoraggio.

Si evidenzia che per i suddetti studi che saranno svolti nel successivo RA, nel presente RPA è riportato un capitolo in cui vengono illustrate sinteticamente le metodologie con le quali verranno affrontati (cfr. cap. 9).

## 4 L'OGGETTO DI STUDIO: LA LOGICA DI FORMAZIONE DEL PdS E I SUOI CONTENUTI

### 4.1 Premessa

Entrando nel merito degli step detti conoscitivi si evidenzia che **con definizione dell'oggetto di studio** si vuole innanzitutto specificare che la Valutazione Ambientale Strategica dei Piani di Sviluppo è da intendersi riferita all'insieme dei nuovi interventi di sviluppo in essi proposti, mentre tutto ciò che concerne l'avanzamento degli interventi di sviluppo presentati in Piani precedenti, già approvati, è contenuto nei Rapporti di monitoraggio, documenti allo scopo predisposti.

Ciò significa che l'oggetto della VAS del PdS 2017, che ha inizio con la consultazione del presente Rapporto Preliminare Ambientale, sono i nuovi interventi di sviluppo in esso proposti, mentre ciò che è relativo all'avanzamento degli interventi proposti nelle passate annualità del PdS sarà trattato nei futuri Rapporti di monitoraggio.



Figura 4-1 Definizione dell'oggetto di studio in generale e nello specifico

L'impostazione del PdS, in estrema sintesi, è quella che consente di definire gli interventi di sviluppo da proporre nel piano, per rispondere alle esigenze che si manifestano attraverso l'analisi degli scenari (elettrici) di riferimento.

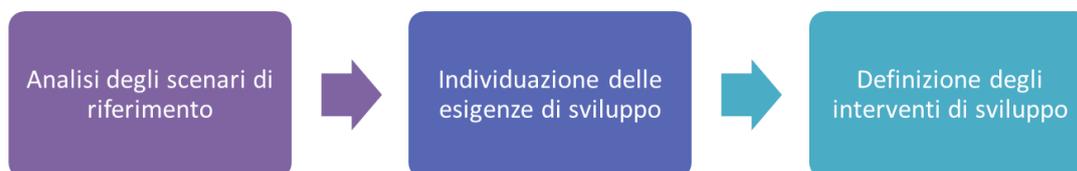


Figura 4-2 Percorso logico dell'attività di pianificazione del PdS

I successivi paragrafi sono dedicati al **PdS** illustrato attraverso delle sintesi, mentre nel capitolo successivo (cfr. cap. 5) esso viene descritto mediante una diversa **lettura dei suoi contenuti ai fini della VAS**.

## 4.2 **Struttura ed articolazione del PdS**

Il Piano di Sviluppo della Rete elettrica di trasmissione nazionale si propone come il principale documento programmatico di riferimento per il settore elettrico nazionale, puntando a fornire una visione prospettica il più possibile chiara e completa degli scenari e delle linee di sviluppo prioritarie, in linea con le politiche energetiche e le strategie di sviluppo definite in ambito europeo e nazionale, con particolare riferimento alla Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Il PdS 2017 oggetto del presente RPA, deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Terna, è stato trasmesso il 31 gennaio 2017 al MiSE e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il sistema idrico e alle altre istituzioni coinvolte.

La documentazione di Piano si compone:

- del "*Piano di Sviluppo 2017*" che costituisce il documento principale e centrale in cui sono descritti gli obiettivi e criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete nel contesto nazionale ed europeo, le principali evidenze emerse nel corso del 2016 nei mercati dell'energia elettrica, lo stato della rete, gli scenari previsionali e gli input alla base della loro elaborazione, le nuove esigenze di sviluppo, le priorità di intervento, nonché i risultati attesi derivanti dall'attuazione del Piano;
- dei "*Riferimenti normativi 2016*" che riportano il dettaglio dei recenti provvedimenti legislativi e di regolazione del settore.

Il PdS è strutturato seguendo il percorso logico dell'attività di pianificazione, così come già indicato nella Figura 4-2 che consiste in alcuni passaggi principali:

- Analisi degli scenari di riferimento;
- Individuazione delle criticità emerse;
- Definizione degli interventi di sviluppo.

Con analisi degli scenari si intendono sia gli elementi ed i parametri desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato, sia le previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico. La combinazione di questi due elementi consente di identificare le esigenze di sviluppo che la rete deve soddisfare, al fine di evitare che i problemi rilevati possano degenerare in gravi disservizi e quantificare i rischi associati alle eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi programmati. Una volta identificate le esigenze di sviluppo, vengono individuate attraverso appositi studi e simulazioni di rete, sia in regime statico che dinamico, le soluzioni possibili di intervento, funzionali a risolvere o ridurre al minimo le criticità della rete.

Dopo una premessa in cui sono sinteticamente rappresentate le principali novità intercorse nell'anno precedente nel campo del settore energetico in ambito europeo, il PdS è composto da 11 capitoli articolati come segue:

1. "Il processo di pianificazione della rete elettrica", in cui tra l'altro è dato conto del Coinvolgimento degli stakeholders
2. "Evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati"
3. "Scenari di riferimento"
4. "Interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza"
5. "Interventi a contributo della de-carbonizzazione"
6. "Interventi per favorire l'efficienza dei mercati"
7. "Nuovi interventi del piano di sviluppo 2017"
8. "Dalle smart grid all'electricity highways"
9. "Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione"
10. "Priorità di sviluppo"
11. "Risultati attesi"

La revisione della struttura del PdS, rispetto alle precedenti edizioni, tiene conto delle richieste pervenute dagli stakeholders, a cui è dedicata un'apposita sezione, della necessità di riflettere i tre principali driver (policy area) definiti nell'Union Energy:

- De-carbonization,
- Market efficiency,
- Security of supply.

Nel **primo capitolo, dedicato al processo di pianificazione della rete elettrica**, sono indicati gli strumenti di riferimento e sono descritti gli aspetti rilevanti per il processo di pianificazione, nonché le interazioni con gli stakeholders, in primis il Comitato di Consultazione degli utenti.

Il **secondo capitolo inerente le evidenze del funzionamento del sistema elettrico sui mercati** riporta una sintesi dello stato di funzionamento della rete elettrica di trasmissione e le principali evidenze dei segnali provenienti dal mercato elettrico.

Il **terzo capitolo, dedicato agli scenari di riferimento**, contiene una sintesi dell'analisi dei dati e le informazioni sui principali parametri fisici ed economici che caratterizzano lo stato attuale e l'evoluzione prevista del sistema elettrico nazionale, che sono indispensabili per individuare le modifiche strutturali che è necessario apportare al sistema di trasmissione, affinché esso possa svolgere nel modo ottimale la sua funzione.

Nel **quarto capitolo** sono rappresentati gli **interventi finalizzati a promuovere la sicurezza, qualità e resilienza della rete**, nel **quinto capitolo** tutti gli **interventi previsti per la de-carbonizzazione e la promozione dell'integrazione delle fonti rinnovabili** ed infine nel **sesto capitolo** gli **interventi finalizzati a promuovere l'efficienza dei mercati**.

Il **capitolo 7** contiene le nuove esigenze elettriche emerse nel corso dell'anno 2016, classificate in base alla finalità principale (integrazione rinnovabili, sicurezza e qualità del servizio, riduzione delle congestioni, ecc.) e riportate nelle modalità richieste dalle nuove delibere dell'AEEGSI che ha

richiesto anche una maggiore chiarezza nell'esplicitare talune componenti ambientali già nella fase di pianificazione.

Il **capitolo 8** fornisce, come richiesto dagli stessi stakeholders nelle varie fasi di consultazione dei piani, una sintesi delle attività svolte da Terna in tema di smartgrids e di studi di più lungo termine (2050).

Infine, nel **capitolo 9**, su richiesta anche degli stakeholders, è riportata una dettagliata analisi delle opportunità derivanti dalle proposte di interconnessione, siano esse iniziative pubbliche, o iniziative private.

Nei **capitoli 10 e 11** sono rappresentati gli interventi ritenuti prioritari ed i risultati attesi complessivi **di Piano**.



Figura 4-3 Contenuti delle fasi che compongono il percorso logico dell'attività di pianificazione per i PdS

Nei successivi paragrafi sono approfonditi i temi di cui alla precedente Figura 4-3 con particolare riferimento alle novità che caratterizzano il PdS 2017.

## 4.3 Le novità introdotte

### 4.3.1 Le sfide

Per quanto detto sopra, il Piano 2017 rappresenta un cambiamento anche dal punto di vista ambientale.

Il mutamento del contesto energetico, caratterizzato dai nuovi obiettivi climatici derivanti dalla sottoscrizione degli accordi di Parigi, ed il mutato contesto regolatorio previsto dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), che ha rivisto le logiche della regolazione basandosi su un sistema output-based teso a misurare i benefici degli interventi di sviluppo ed individuare soluzioni globalmente più efficienti, a minor costo e minor impatto ambientale, sono stati i driver anche per la valorizzazione del tema ambiente.

Il pacchetto "Unione dell'energia", pubblicato dalla Commissione Europea il 25 febbraio 2015, mira a garantire all'Europa e ai suoi cittadini energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili. Misure specifiche riguardano cinque settori chiave, tre di questi sono considerati da Terna come Driver del PdS 2017 (cfr. Figura 4-4):

- D1 - De-carbonizzazione (De-Carbonization),
- D2 - Integrazione e efficienza dei mercati (Market Efficiency),
- D3 - Sicurezza energetica (Security of Supply).

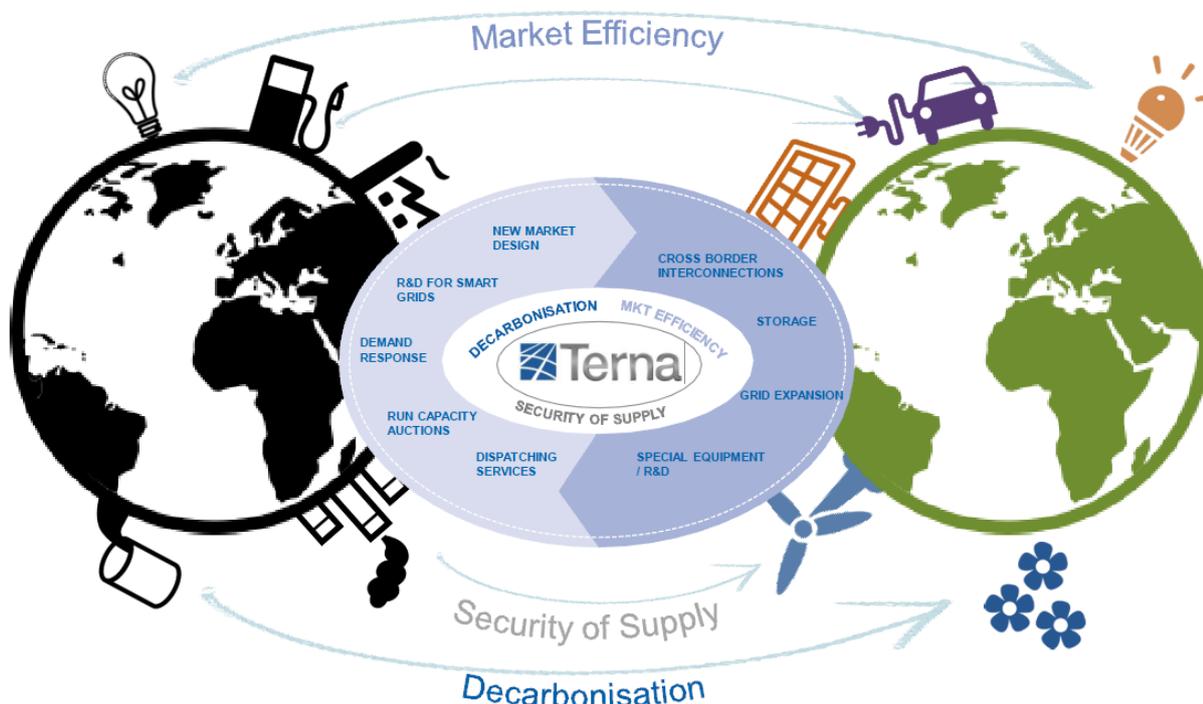


Figura 4-4 La transizione energetica in corso (fonte: Enabling Energy Transition, Milano 20 febbraio 2017)

In particolare, i due driver D1 (Decarbonizzazione) e D3 (Sicurezza energetica) considerati nel PdS in esame sono quelli che afferiscono all'ambito ambientale.

Per quanto concerne il tema della de-carbonizzazione, la sottoscrizione dell'Accordo di Parigi avvenuta il 12 dicembre 2015, in conclusione della Conference of Parties 21 (COP21) tra 196 parti (195 Stati più l'Unione Europea), ha fissato un nuovo e più sfidante obiettivo per tutti i firmatari, inclusa l'Italia: "contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli pre-industriali perseguendo tutti gli sforzi necessari per limitare tale aumento a 1,5°C".

L'accordo sancisce l'obbligo della presentazione unilaterale degli obiettivi nazionali ed un percorso di aggiornamento ogni cinque anni a partire dal 2020; la definizione di tali obiettivi parte dalla

definizione di una nuova Strategia Energetica Nazionale, oggetto di analisi e proposte nel corso del 2016 e del 2017 per declinare i nuovi target al 2030:

- 50% rispetto al 1990 (519 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq) per le emissioni nette di gas serra (il bilancio tra le emissioni effettive e gli eventuali assorbimenti), passando dai circa 430 del 2015 a 260 MtCO<sub>2</sub>eq, proseguendo quindi con i tassi di de-carbonizzazione degli ultimi anni anche in un contesto economico auspicabilmente migliore;
- 40% di consumi energetici rispetto allo scenario tendenziale, pari a oltre 20 Mtep finali in meno rispetto ai valori attuali, moltiplicando all'incirca per due l'impegno registrato negli ultimi anni;
- 35% di consumo finale lordo da fonti rinnovabili, pari a circa un raddoppio del contributo attuale (17,3%), tornando ai tassi di crescita almeno pari a quelli registrati negli anni d'oro di questo settore, prima del triennio di flessione 2013-2015.

Il target nazionale complessivo di riduzione dei gas serra al 2020 assegnato all'Italia dall'Unione europea, calcolato sommando i target per gli impianti nazionali soggetti a Direttiva ETS con quello dei settori non-ETS pari a circa 470 MtCO<sub>2</sub>eq (circa -10% rispetto al 1990), e stato già oggi ampiamente raggiunto.

Nell'ambito del Pacchetto Clima-Energia 2020, all'Italia era stato attribuito un target pari al 17% del consumo finale lordo soddisfatto da fonti rinnovabili: nel 2015, con il 17,3%, tale target è stato raggiunto. Infatti, secondo i dati Eurostat già nel 2014 con un 17,1% il Consumo finale lordo (Cfl) in Italia è stato coperto da fonti rinnovabili, un valore superiore a quello medio europeo del 16% (cfr. Figura 4-5 e Figura 4-6).

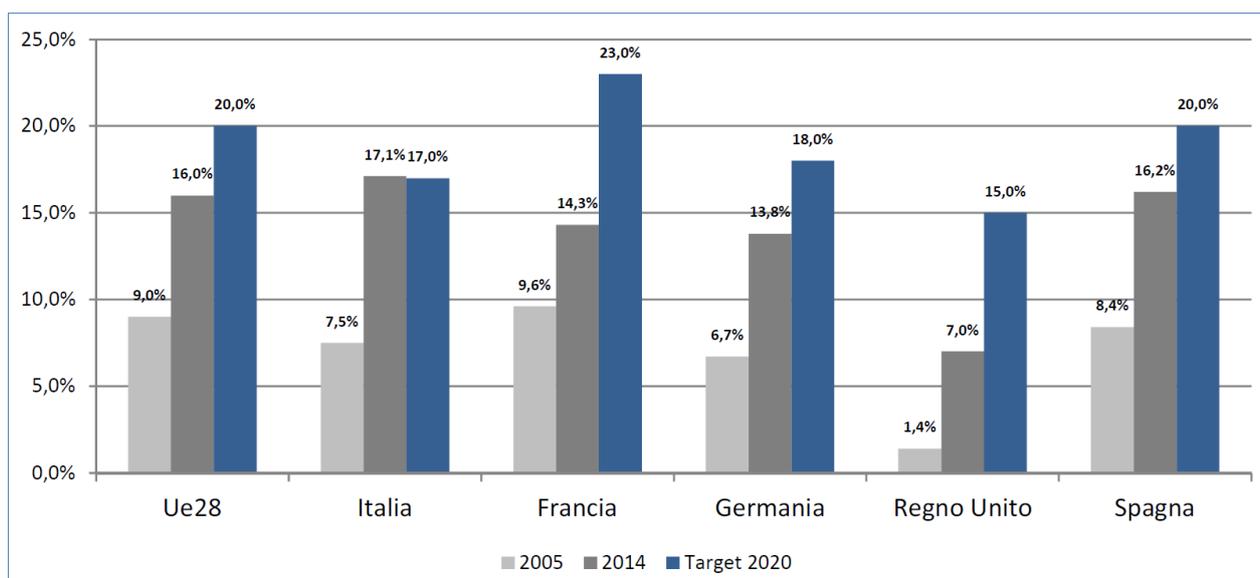


Figura 4-5 Quota di fonti rinnovabili sul Consumo finale lordo (Cfl) di energia nelle principali economie europee e media Ue28: dati 2005, 2014 e target 2020 (%) (Fonte: Eurostat database)

L'adeguamento della rete di trasmissione, agevolata da misure di mercato atte ad aumentare la penetrazione delle rinnovabili, rappresenta un nodo strategico per sostenere i livelli di crescita suindicati, consentendo di integrare maggiormente nella programmazione della rete anche la gestione della domanda.

	2020 EU 20-20-20		2030 The energy bridge
			
Reduction of GHGs emissions (vs '90 level)	- 20%	- 13%	- 40%
Consumption covered by RES <sup>1</sup>	≥20%	≥17% 	27%
Energy Efficiency (vs BAU scenario)	+ 20%	+ 20%	+30% <sup>2</sup>
Interconnection vs. installed capacity	≥ 10% <sup>3</sup>	≥ 10% <sup>3</sup>	≥ 15% <sup>4</sup>

Investor Relations

1. Share of renewable energy in percentage of gross final energy consumption (transport + electricity + heating & cooling)
2. Proposal EC Winter Energy Package (target previously set at 27%)
3. "Barcelona criterion" from the European Council of 2002, in Barcelona.
4. Single Member State target under study by EC

Figura 4-6 Linee guida e obiettivi della transizione energetica (fonte: Enabling Energy Transition, Milano 20 febbraio 2017)

Il terzo driver del Piano in oggetto è quello di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale (security of supply) e nel contempo creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte ad eventi critici esterni al sistema stesso. Il tema della resilienza, già affrontato in ambito nazionale con l'elaborazione di una Strategia Nazionale di Adattamento, considera il settore energetico tra le aree di rilevanza prioritaria; infatti negli ultimi anni l'aumento di situazioni ed eventi estremi, le minor disponibilità dell'acqua e l'innalzamento termico hanno avuto importanti ripercussioni sulla produzione (sia da fonti tradizionali che da rinnovabili), sulla capacità di trasmissione e sul fabbisogno. Tali fenomeni hanno indotto l'AEEGSI a prescrivere (Deliberazione 653/2015/R/eel) ai gestori di rete la predisposizione di un Piano per la Resilienza.

Anche il comportamento della rete elettrica, quindi, può subire impatti collegabili ai cambiamenti climatici, con il verificarsi di condizioni di esercizio critiche per lo stesso sistema nazionale, quali ad esempio:

- periodi di lunga siccità possono avere conseguenze sulla rete a causa, ad esempio, di un aumento del deposito di inquinanti sugli isolatori, con aumento della probabilità di scarica superficiale;
- alluvioni e venti forti rappresentano altri fenomeni che possono aumentare l'incidenza di guasti sulle linee elettriche, provocando collassi dei sostegni o cedimenti strutturali;
- il fenomeno della wet-snow, che sta interessando sempre più le linee della rete elettrica e rappresenta un fattore di rischio per la sicurezza del sistema, in quanto può portare alla formazione di sovraccarichi meccanici elevati e conseguenti black-out nella fornitura elettrica.

Con la deliberazione 653/2016/eel/r è stato conseguentemente previsto che Terna elabori un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Tale Piano deve contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni.

#### 4.3.2 Le schede degli interventi

Come per i precedenti PdS, anche in quello relativo all'annualità 2017, oggetto del presente RPA, è previsto un capitolo dedicato ai nuovi interventi di sviluppo pianificati; nella redazione del PdS 2017, al fine di rispondere a quanto richiesto dalla Deliberazione 627/2016/R/EEL<sup>8</sup> del 4 novembre 2016 dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico Allegato A - Requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale, si è scelto di dare una nuova impostazione al capitolo inerente tale tema, riportando non solo la descrizione dei suddetti interventi, così come operato nei PdS precedenti, ma fornendo ulteriori indicazioni utili alla loro comprensione. Al fine di rendere facilmente leggibili tali informazioni, si è proceduto alla realizzazione di specifiche tabelle (schede) per ciascun intervento, di cui si riporta di seguito l'impostazione generale a scopo esemplificativo.

Nome intervento				
<b>Identificativo PdS</b> XXX-N				
<b>Finalità intervento</b> .....		<b>Pianificato</b> 20XX		<b>Regioni interessate</b> .....
<b>Previsione tempistica opera principale</b>				
<u>Avvio attività</u> .....	<u>Avvio cantieri</u> .....	<u>Completamento</u> .....		
<b>Descrizione intervento</b> .....				
<b>Interdipendenze o correlazione</b>				
<b>con altre opere</b> .....			<b>da accordi con terzi</b> .....	
<b>Stato avanzamento</b>				
<b>Opere principali</b>				
Intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
1				
2				
....				
n				
<b>Impatti territoriali</b>				

<sup>8</sup>Disposizioni per la consultazione del Piano Decennale di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del Piano per le valutazioni di competenza dell'Autorità".

Nome intervento	
Sintesi Analisi Costi Benefici	
Investimento	Benefici
.....	.....

Tabella 4-1 Tipologico scheda interventi PdS 2017

Così come si evince dalla tabella precedente, altra importante novità introdotta nel PdS 2017 è quella relativa agli impatti territoriali, in risposta a quanto richiesto dalla Del. 627/2016/R/EEL, ed in particolare all'art. 13 dell'Allegato A, nel quale si richiede di stimare un insieme di indicatori per determinati interventi di sviluppo. Si rimanda al paragrafo seguente per approfondimenti sul tema.

### 4.3.3 Impatti territoriali

In risposta a quanto richiesto dalla citata Deliberazione, per gli interventi di sviluppo della rete con costo di investimento stimato pari o superiore a 25 milioni di euro<sup>9</sup> è prevista l'applicazione della metodologia di analisi costi benefici come declinata dall'Allegato A; tra i requisiti dettati dall'Allegato, vi è anche richiesta la quantificazione di alcune voci di "impatto"; tra queste si possono individuare quelle a carattere territoriale ovvero:

- I22. Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da reti elettriche;
- I23. Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse naturale o per la biodiversità;
- I24. Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico.

Quindi per gli interventi per i quali è prevista l'analisi dei suddetti indicatori, all'interno della Tabella 4-1, è predisposta una ulteriore casella nella quale saranno riportati i risultati stimati (cfr. Tabella 4-2).

Impatti territoriali			
Legenda	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e realizzazione			

Tabella 4-2 Tipologico tabella Impatti territoriali nella scheda di intervento del PdS 2017

<sup>9</sup> Per gli schemi di Piano successivi al 2017, almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 15 milioni di euro.

In questo modo, già all'interno del Piano vi sono riportate le prime indicazioni inerenti il territorio potenzialmente interessato dall'intervento, sia in termini strettamente legati all'occupazione, che in riferimento alle caratteristiche naturali, sociali e paesaggistiche.

Sarà poi oggetto del presente RPA e ancora di più del successivo RA definire e stimare gli specifici effetti potenziali inerenti tutte le componenti ambientali.

#### 4.4 Analisi degli scenari di riferimento

L'analisi degli scenari permette la determinazione delle esigenze della RTN, considerando di volta in volta lo scenario più critico tra quelli assunti a riferimento, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio. Al fine di elaborare gli scenari previsionali è stata considerata l'evoluzione del sistema elettrico, costruendo i futuri scenari degli assetti di funzionamento della rete sulla base di alcune principali grandezze esogene; in particolare è stata studiata l'evoluzione nell'orizzonte temporale di cinque (medio termine) e dieci anni (lungo termine), sulla base della stima di evoluzione:

- del fabbisogno di energia e della potenza elettrica;
- dello sviluppo del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- dell'incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi.

Si evidenzia che, in coerenza con l'orizzonte temporale degli scenari utilizzati nel Piano Europeo di ENTSO-E e come previsto dalla Del. 627/16/R/EEL, il periodo di analisi è esteso sino all'anno orizzonte 2030.

Si riporta di seguito uno schema indicativo dell'analisi degli scenari previsionali.

Costruzione scenari previsionali del sistema elettrico		
Evoluzione	Stima	Grandezza
Evoluzione fabbisogno energia elettrica	Previsione domanda di energia elettrica	Fabbisogno medio annuo di energia elettrica
Evoluzione potenza elettrica	Previsione domanda di potenza alla punta	Punta annuale della domanda di potenza
Evoluzione della generazione	Sviluppo del parco di generazione tipo convenzionale	Capacità termoelettrica disponibile
		Dismissioni e indisponibilità impianti termoelettrici
	Sviluppo parco di generazione tipo rinnovabile	Capacità da fonte eolica
		Capacità da fonte fotovoltaica
		Capacità da altre RES (biomasse, idroelettrico, geotermico)
Evoluzione potenziali scambi con l'estero	Incremento capacità di interconnessione con gli altri Paesi	Capacità di scambio transfrontaliera

Figura 4-7 Metodologia di Terna per la costruzione degli scenari previsionali

Dallo schema precedente si evince quindi che le **previsioni della domanda** sono così articolate:

- in energia: con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza: con riferimento alla punta annuale.

Per quanto concerne **la domanda di energia elettrica** si fa riferimento a due scenari di evoluzione, quello di sviluppo e quello base.

Lo scenario di sviluppo viene adottato ai fini della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello nazionale e locale, anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi. Per quanto riguarda l'esigenza di garantire l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in aggiunta allo scenario di sviluppo, viene utilizzato al momento lo scenario base, che meglio evidenzia le situazioni con surplus di generazione, rispetto al carico elettrico locale e nazionale che deve essere gestito in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione.

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

Per quanto attiene lo scenario di sviluppo, nel periodo 2016-2030 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +0,9%, corrispondente a 341,3 TWh nel 2026.

Infine, è doveroso un confronto tra le previsioni di domanda di lungo termine del presente documento e gli scenari previsionali all'anno orizzonte 2030, condivisi in ambito ENTSO-E relativamente alle Vision 1 e Vision 3. Si può osservare che oggi le nuove previsioni prevedono al 2025 una domanda dello scenario di sviluppo analogo al valore 2030 Vision 1, mentre la Vision 3 risulta essere leggermente più bassa dello scenario base e comunque in linea con la progressiva decrescita della domanda prevista in tale Vision.

Le previsioni della **domanda di potenza** sulla rete italiana nello scenario di sviluppo sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica precedentemente stimata.

Si evidenzia che, fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata nel periodo invernale (da novembre a marzo) e nel 2006 si è verificata un'inversione di tendenza, con la punta estiva che ha superato quella invernale; dal 2008 il carico in estate ha superato sistematicamente il picco invernale, così come riportato nella figura seguente.

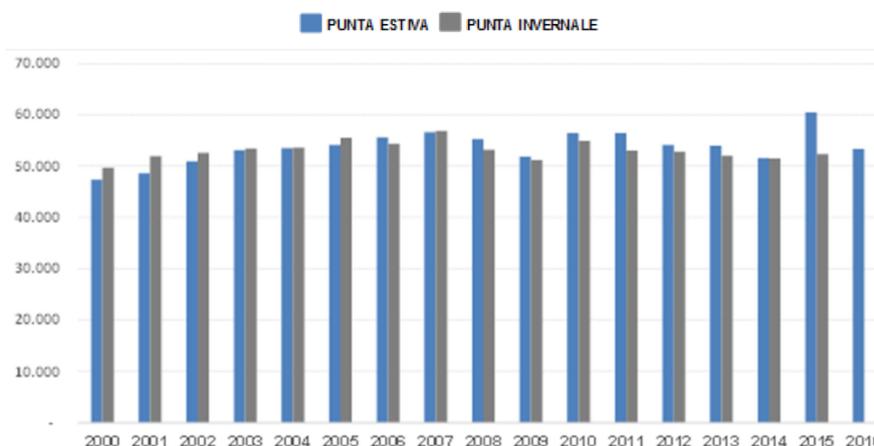


Figura 4-8 Carico massimo sulla rete nel periodo 2000 – 2015 (espresso in MW) – fonte PdS 2017

Per l'anno 2016 il picco estivo è stato pari a 53.313 MW.

Nella tabella seguente si riporta la previsione di domanda in potenza dei due scenari, ovvero quello di sviluppo e quello di base.

Anno	Potenza [GW]	
	Scenario di sviluppo	Scenario di base
2016 <sup>(1)</sup>	53,3	53,3
2021 (caso estremo)	64,1	61,9
2026 (caso estremo)	66,3	62,8
<sup>(1)</sup> Picco estivo		

Figura 4-9 Previsione domanda in potenza

L'**evoluzione della generazione** è correlata allo sviluppo del parco produttivo termoelettrico e da fonte rinnovabile.

Nel primo caso occorre evidenziare che, nel corso degli ultimi anni, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano, caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti, anch'essi prevalentemente a ciclo combinato. Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla Legge n. 55/02<sup>10</sup> (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988) ed entrati in esercizio, fino al 2011, circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, con un incremento complessivo della potenza installata di circa 22.000 MW elettrici, di cui circa il 43% è localizzato nel Sud Italia.

A partire dal 2009, le ore di utilizzazione del parco termoelettrico si sono progressivamente ridotte, per la diminuzione della domanda a seguito della crisi economica e per l'aumento della quota di

<sup>10</sup> Legge n. 55 del 9 aprile 2002 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale". Pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 84 del 10 aprile 2002.

mercato delle fonti rinnovabili non programmabili, la cui capacità è cresciuta negli ultimi anni. Tali fenomeni, unitamente all'invecchiamento del parco produttivo, hanno portato numerosi operatori a valutare scelte industriali che prevedono la dismissione degli impianti più obsoleti e fuori mercato.

Pertanto, accanto alla futura produzione termoelettrica, è di particolare interesse anche la ricognizione delle dismissioni degli impianti: la figura seguente riporta il dettaglio dal 2012 al 2016 della potenza termoelettrica non disponibile per categoria (dismissioni, dismissioni in attesa di autorizzazione, indisponibilità per vincoli autorizzativi e messa in conservazione), per un totale di circa 20 GW.

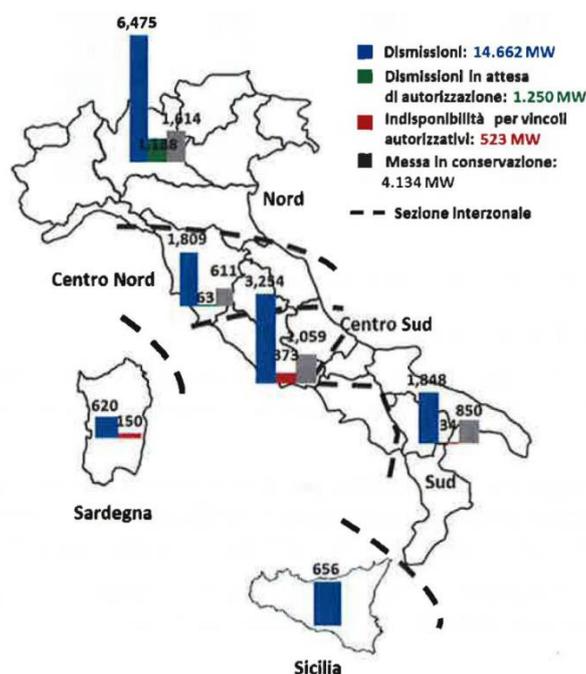


Figura 4-10 Dismissioni, indisponibilità e messa in conservazione impianti termoelettrici 2012-2016 (espresso in MW) - fonte PdS 2017

Considerando tali dati, l'attuale capacità termoelettrica installata e complessivamente disponibile è dell'ordine di circa 56 GW.

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

Ad oggi gli impianti autorizzati sono localizzati in Liguria, Veneto e Calabria per circa 2,4 GW per i quali, tuttavia, non si prevedono allo stato attuale entrate in servizio nell'orizzonte di piano.

Pertanto, tali impianti non sono stati considerati negli scenari previsionali di generazione alla base del Piano, che include invece alcune riconversioni che non comportano una variazione sensibile di potenza. Si rappresenta, tuttavia, che tali progetti continueranno a essere monitorati, al fine di

verificare l'eventuale evoluzione delle iniziative in oggetto e l'opportunità di includerle nel lungo periodo, o negli scenari dei prossimi piani di sviluppo.

Per quanto riguarda, invece, le dismissioni future, si segnala che le stesse sono state incluse negli scenari previsionali alla base delle analisi di mercato e di adeguatezza del presente piano; si prevede, per gli anni 2020, 2025 e 2030, un decommissioning progressivo degli impianti termoelettrici, portando la potenza termoelettrica disponibile nel breve-medio termine a circa 52 GW e, nel lungo termine, a circa 50 GW.

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile, che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento, in particolare fotovoltaici ed eolici.

Nella tabella seguente sono riportate le previsioni a breve-medio termine e a lungo termine per entrambe le tipologie di fonti rinnovabili.

Produzione da fonti rinnovabili					
Fotovoltaico			Eolico		
Breve – medio termine (2021)	Lungo termine (2026)	Sustainable Transition (2030)	Breve – medio termine 2021)	Lungo termine (2026)	Sustainable Transition (2030)
21,4 GW	23,1 ÷ 30.8 GW	25,2 GW	11,9 GW	12,7 ÷ 15,8 GW	14,3 GW

Tabella 4-3 Previsione produzione da fonti rinnovabili

Dall'analisi delle proiezioni dello sviluppo di potenza installata fotovoltaica ed eolica, per singola regione, è risultata particolarmente significativa la situazione del Mezzogiorno, dove si prevede già nel medio termine una capacità disponibile da fonte eolica e fotovoltaica pari a circa 16 GW, che corrisponde a circa il 50% della capacità totale prevista a livello nazionale.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle altre fonti rinnovabili, nella tabella seguente sono riportati i dati di sintesi delle previsioni di crescita delle capacità.

Tipologia	2016	Scenari			
		RES - 2021	Sustainable Transition - 2026	Vision 1 - 2026	Vision 3 - 2026
Biomasse	4,1 GW	4,4 GW	4,4 GW	5,5 GW	7,5 GW
Idroelettrico	18,6 GW	18,8 GW	18,9 GW	18,9 GW	19,4 GW
Geotermico	0,8 GW	0,8 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,9 GW
Totale	23,5 GW	24,0 GW	24,1 GW	25,3 GW	27,7 GW

Tabella 4-4 Previsione altre fonti rinnovabili

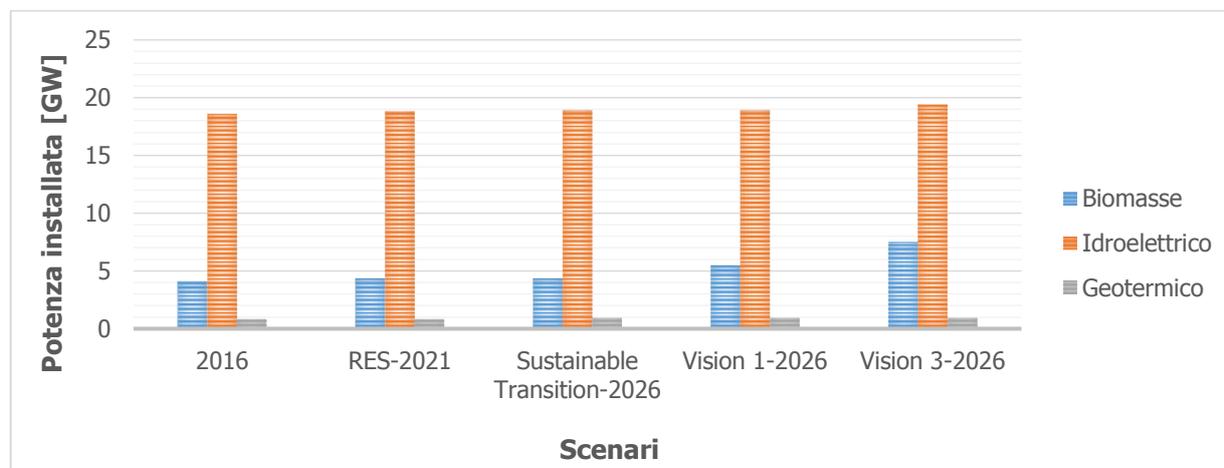


Figura 4-11 Previsione altre fonti rinnovabili

Per quanto riguarda lo sviluppo delle altre fonti rinnovabili si prevede, nello scenario di breve-medio termine, un incremento della capacità installata delle altre RES di circa 500 MW rispetto al valore installato 2016, pari a circa 23,5 GW (di cui 0,3 GW per biomasse e 0,2 GW per l'idroelettrico).

Nello scenario di lungo termine, invece, si prevede, in coerenza con lo scenario Sustainable Transition, una potenza installata di 24,1 GW, sostanzialmente costante con lo scenario al 2021.

La costruzione degli scenari previsionali del sistema elettrico, alla base del processo di pianificazione, tiene conto anche dell'**evoluzione degli scambi con l'estero**. Tale informazione è di particolare rilevanza per valutare le esigenze di sviluppo di nuove interconnessioni e rinforzi di rete, anche attraverso analisi prospettiche di adeguatezza del sistema, studi di load flow e di mercato su rete previsionale, tipicamente utilizzati in fase di pianificazione.

All'interno del PdS 2017 si riporta, quindi, una analisi del progetto e-Highway 2050, che in Italia ha riunito EnSiEL, RSE e Terna. Fino allo scorso dicembre 2015, i tre partner italiani di e-Highway 2050 hanno collaborato intensamente allo sviluppo di una metodologia top-down di planning, applicabile alla rete di trasmissione europea, che permetterà il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi comunitari di politica energetica nel settore elettrico, con una riduzione prevista del 95% delle emissioni di CO<sub>2</sub> entro il 2050.

Nel dettaglio, i 5 macro-step dell'approccio top-down modulare a lungo termine consistono in:

- a. scenari di generazione e carico;
- b. scenari energetici;
- c. simulazioni di Load Flow e determinazione delle potenziali criticità della rete;
- d. analisi di fattibilità delle infrastrutture di rete individuati;
- e. realizzazione degli investimenti selezionati.

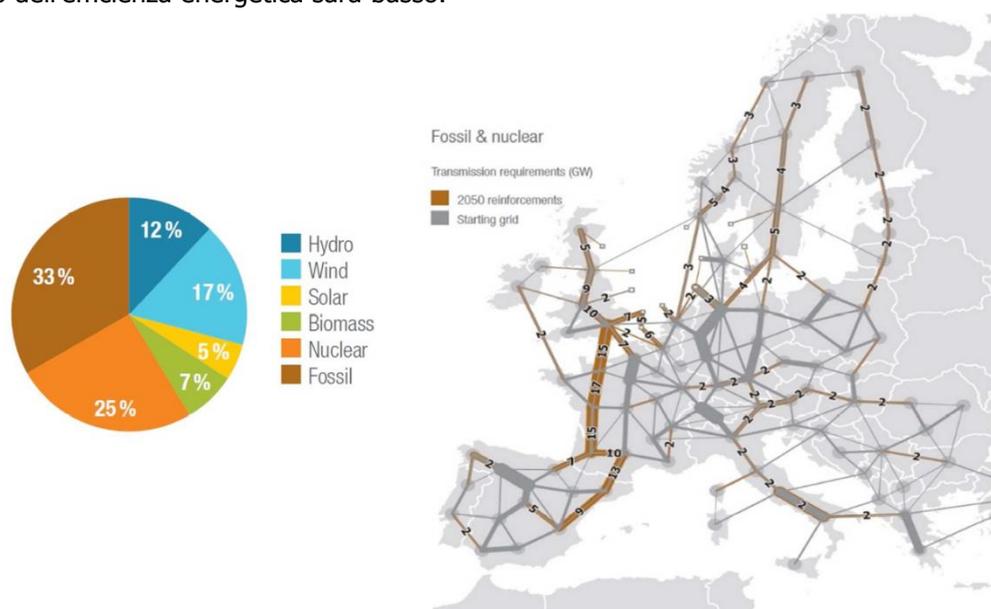
Essendo l'analisi svolta su un orizzonte temporale di così lungo termine, sia la scelta degli scenari di riferimento che la metodologia adottata sono fortemente condizionati dalla necessità di riuscire a coprire tutte le possibili incertezze, connesse all'evoluzione del sistema elettrico fino al 2050. In particolare, per quanto riguarda gli scenari, sono state analizzate cinque diverse possibili evoluzioni "estreme ma realistiche" del sistema elettrico (scenari), di cui quattro contemplano una massiccia penetrazione di energia rinnovabile (distribuita e non), associata a un forte incremento del fabbisogno (carico totale europeo superiore ai 4.000 TWh), mentre tre prevedono eventuali flussi in Europa e scambi con il Mare del Nord e il Nord Africa.

Gli scenari analizzati sono illustrati nella tabella seguente, assieme alle mappe di interconnessione; per ogni scenario, è riportata una panoramica dei progetti selezionati, sulla base delle trasformazioni tecnologiche.

### Scenari

#### *Fossil & nuclear*

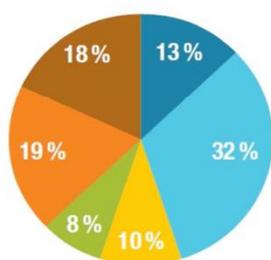
In questo scenario si prevede che la de-carbonizzazione sarà principalmente conseguita attraverso la carbon capture & storage. inoltre: le RES avranno un ruolo meno significativo; la crescita del PIL è prevista elevata; il contributo dell'efficienza energetica sarà basso.



#### *Big & market*

In questo scenario si prevede che il settore elettrico sarà guidato dal mercato. Nessuna fonte energetica primaria sarà esclusa e si preferirà la realizzazione di grossi impianti centralizzati, piuttosto che una generazione distribuita. Inoltre: Carbon capture & storage sarà una tecnologia matura, la crescita del PIL elevata, l'efficienza energetica limitata.

## Scenari

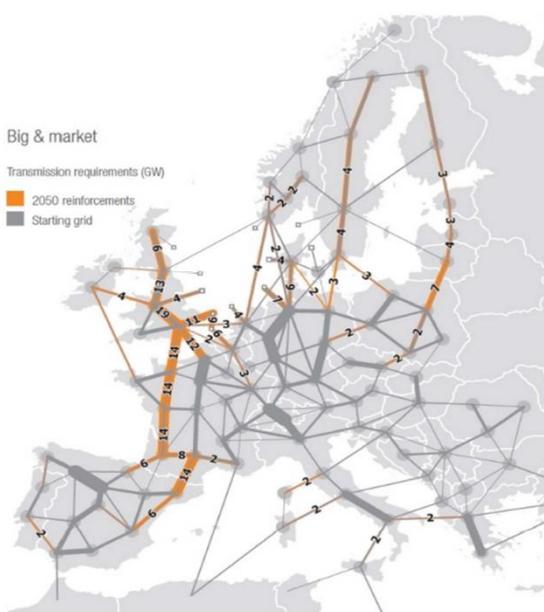


- Hydro
- Wind
- Solar
- Biomass
- Nuclear
- Fossil

Big & market

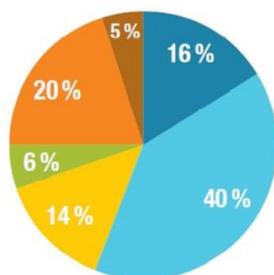
Transmission requirements (GW)

■ 2050 reinforcements  
■ Starting grid



### Large scale RES

Questo scenario si focalizza sul forte sviluppo di grandi impianti FER, come progetti nel Mare del Nord e nel Nord Africa. Inoltre la crescita del PIL sarà elevata, l'efficienza energetica sarà bassa e si avrà un limitato demand-side management.

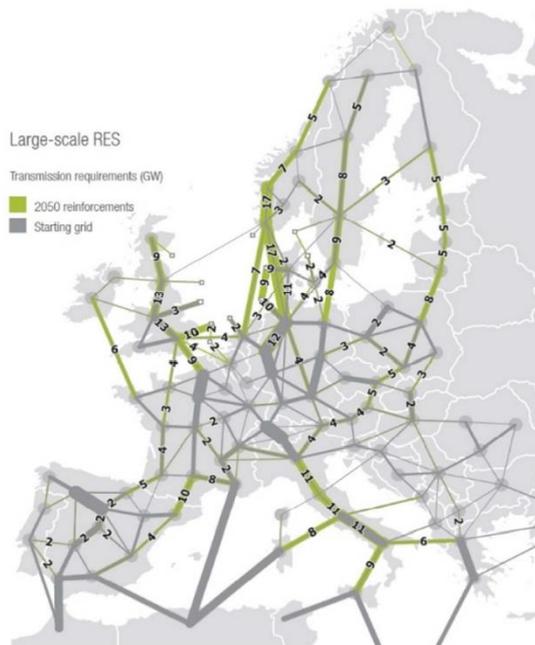


- Hydro
- Wind
- Solar
- Biomass
- Nuclear
- Fossil

Large-scale RES

Transmission requirements (GW)

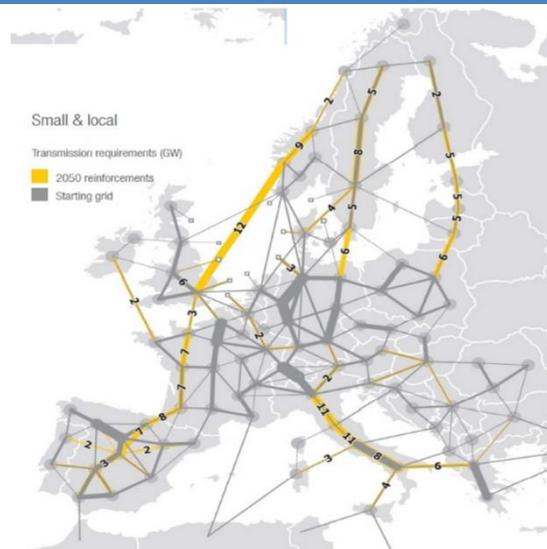
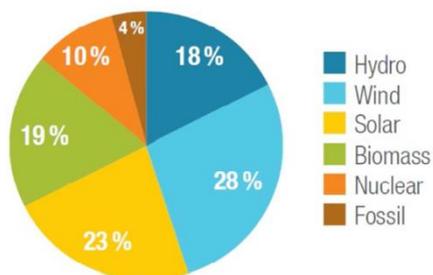
■ 2050 reinforcements  
■ Starting grid



### Small & local

In questo scenario si ipotizza un importante sviluppo della generazione distribuita, tramite tanti impianti di piccola taglia (specialmente RES). Inoltre: la crescita del PIL e della popolazione saranno basse, l'efficienza energetica sarà elevata e di conseguenza la domanda sarà bassa.

## Scenari



### 100% RES

Questo scenario ipotizza un intenso sviluppo degli impianti RES, di conseguenza non saranno più presenti impianti a combustibili fossili, né centrali nucleari. Inoltre: la crescita del PIL sarà elevata, l'efficienza energetica sarà elevata, le tecnologie di storage e di demand-side management saranno largamente diffuse.

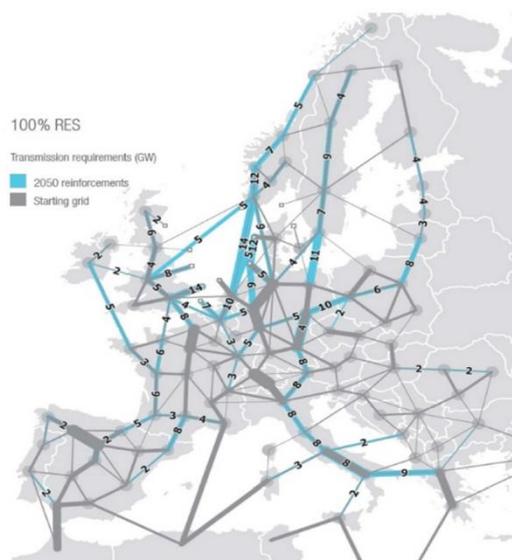
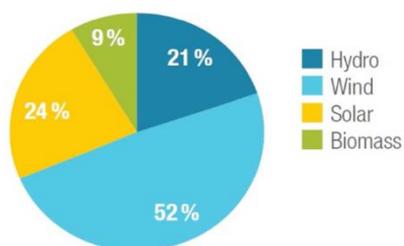


Tabella 4-5 Gli scenari di sviluppo e i risultati (fonte: PdS 2017)

## 4.5 Le evidenze

Uno dei principali obiettivi dello sviluppo della rete è quello di garantire **la copertura del fabbisogno nazionale**, mediante la produzione di energia elettrica con adeguati margini di riserva e di sicurezza.

Il Piano indica la necessità di intervento per rinforzare le sezioni critiche, ridurre o rimuovere i vincoli che condizionano e condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti e realizzare ulteriori collegamenti con l'estero, rendendo così pienamente disponibili ulteriori risorse, indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

Lo sviluppo della RTN è funzionale anche a superare altre problematiche di rete, legate essenzialmente alla **sicurezza locale e alla qualità del servizio**.

Di seguito si indicano le aree critiche principalmente dal punto di vista della sicurezza e della qualità del servizio locale.

Nell'area Nord-Est del Paese si concentra una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale; in particolare le aree del Veneto e del Friuli Venezia Giulia continuano ad essere caratterizzate da limitazioni di capacità di trasporto, che possono ostacolare il transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena, verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato.

Nell'area Nord-Ovest le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale verso i centri di consumo, sono interessate da elevati transiti di potenza. Si evidenziano i sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti 400/220 kV della Liguria occidentale.

Nell'area dell'Emilia e della Toscana si riscontrano sovraccarichi delle linee a 400 e 220 kV interessate dal transito dell'energia tra le sezioni Nord – Centro Nord.

Nel Centro Italia si evidenziano rischi di sovraccarico sulle arterie 220 kV che attraversano Umbria, alto Lazio e Abruzzo e sovraccarichi di alcune trasformazioni presso gli impianti 400/220 kV.

Per quanto riguarda il Sud, la rete a 400 kV tra Campania e Puglia risulta essere interessata da consistenti fenomeni di trasporto di energia che, dalle aree di produzione della Puglia, viene convogliata verso le aree di carico della Campania e del Centro Italia. Inoltre, sono di significativa importanza i sovraccarichi sulla rete 400 kV e 220 kV della Campania, considerato che quest'ultima contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta.

In Sicilia si registrano eventi di sovraccarico diffusi relativamente alla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione interna alla Regione.

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

Circa il 65% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le Regioni del Centro, del Sud e la Regione Lombardia.

In ciascun nodo di una rete elettrica, si verificano variazioni lente di tensione legate alla variabilità continua del carico da alimentare, alle caratteristiche della rete ed alla variazione della potenza generata dalle centrali; inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue, contribuiscono a far variare la tensione, generalmente in diminuzione, dei nodi nelle rispettive zone di influenza e nei periodi caratterizzati da elevata richiesta in potenza.

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

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

L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico, benché si noti un lieve aumento dei valori massimi di tensione, legato ai minori flussi sulle dorsali 400 kV durante le ore di basso carico.

Si evidenzia che, per i nodi 400 kV in cui la tensione è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nel periodo compreso tra luglio 2015 e giugno 2016, la tensione è comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete. Il fenomeno riguarda le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati prelievi di carico.

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

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

In assenza di azioni tempestive, tese a garantire uno sviluppo del sistema di trasmissione coordinato, a livello sia locale che nazionale, con quello della capacità produttiva da FRNP, le attuali congestioni potrebbero aggravarsi già a partire dai prossimi anni. Le principali criticità sono attualmente presenti sulle direttrici a 150 kV tra Puglia e Campania.

In queste aree, negli anni passati, sono stati realizzati da Terna importanti interventi di adeguamento e rinforzo della rete. Tali interventi hanno consentito di suddividere le direttrici in più tratti indipendenti e con minori congestioni, a vantaggio della sicurezza locale e aumentando la capacità di integrazione della produzione eolica.

#### **4.6 Gli interventi di sviluppo**

Sulla base delle esigenze di sviluppo Terna, in ogni PdS, individua le misure che ritiene più opportune per poterle soddisfare. Queste misure possono consistere in azioni gestionali, come ad esempio le attività di coordinamento tra Transmission System Operator (TSO) in ambito europeo e nell'area del Mediterraneo e l'implementazione di logiche smart per una migliore previsione, controllo e generazione distribuita, o in azioni operative che, a loro volta, possono riguardare:

- riassetto e/o razionalizzazioni della rete,
- integrazioni della rete esistente,
- realizzazione di nuovi collegamenti e/o stazioni.

Per l'illustrazione delle misure individuate nel PdS in esame si rimanda al successivo paragrafo 5.3.

## 5 LETTURA DEL PDS PER TIPOLOGIE DI OBIETTIVI ED AZIONI

### 5.1 Premessa

La prima operazione funzionale allo sviluppo del processo di VAS risiede nella definizione dell'oggetto di studio, ossia nell'analisi dello strumento "Piano di sviluppo" sotto il profilo della sua logica di formazione e delle categorie di contenuti che lo compongono.

Per quanto attiene al processo di formazione, come schematizzato nella seguente Figura 5-1, ciascun Piano di sviluppo è l'esito del concorso di due distinti fattori: il primo è rappresentato dagli obiettivi di livello generale, a loro volta derivanti dagli obblighi concessori assunti da Terna attraverso il Disciplinare di concessione<sup>11</sup> e i driver definiti dalle politiche comunitarie, il secondo rappresentato dalle esigenze riscontrate per l'annualità rispetto alla quale è sviluppato il Piano stesso.

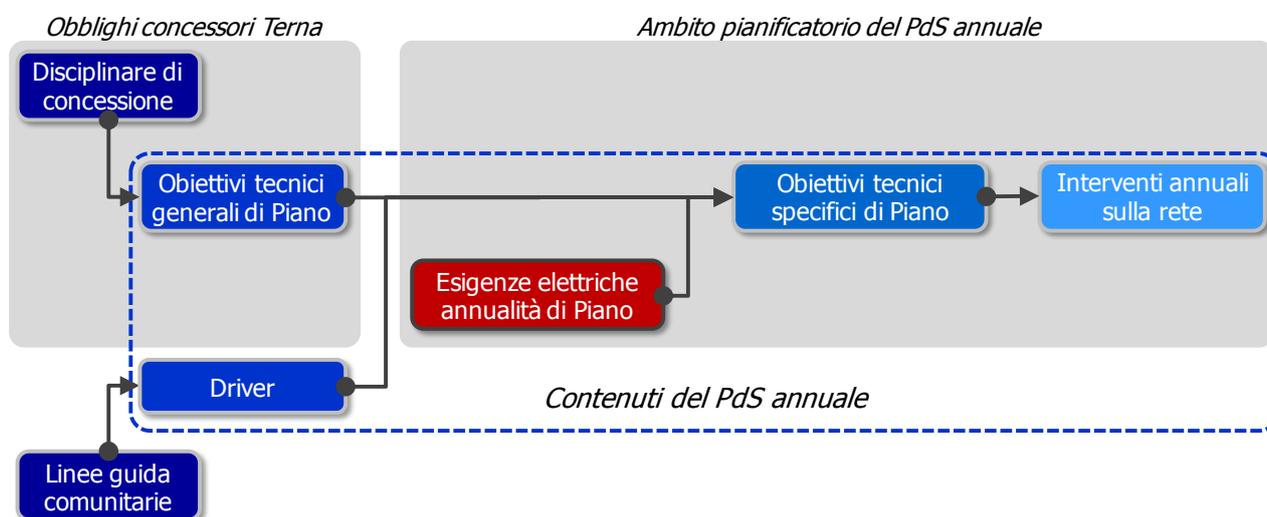


Figura 5-1 Logica di formazione e contenuti del Pds annuale

Come noto, per dettato normativo (cfr. par.2.1), lo strumento "Piano di sviluppo" ha una cadenza annuale e tale circostanza comporta una specifica modalità di sua formulazione, che non può essere trascurata nell'impostare il processo di VAS, perché, diversamente, si creerebbero false aspettative e malintesi che poi potrebbero condurre a fraintendimenti sulla portata ambientale del Piano.

All'interno di un quadro di obiettivi che, per discendere da detto atto concessorio, risultano immutabili e, pertanto, indifferenti all'orizzonte di Piano, le esigenze della Rete di trasmissione nazionale che vengono annualmente identificate rivestono un ruolo fondamentale, in quanto rappresentano la modalità attraverso la quale detti obiettivi trovano contestualizzazione rispetto all'annualità di Piano.

<sup>11</sup> Approvato con Decreto 15 dicembre 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico.

L'insieme delle esigenze tra le quali Terna ogni anno individua quelle derivanti dall'analisi degli scenari di riferimento specifici dell'annualità in esame sono:

- Superare i limiti di trasporto e i rischi di congestione;
- Sviluppare la capacità di interconnessione;
- Garantire e favorire l'utilizzo di energia generata da fonti rinnovabili;
- Adeguare la rete di trasmissione.

Nello specifico, in osservanza del mandato istituzionale definito dalla Concessione, Terna durante il corso dell'anno "n-1" raccoglie un insieme di informazioni che derivano, sia dal Concedente (Ministero dello Sviluppo Economico) che definisce le proprie politiche di sviluppo, sia dai soggetti utilizzatori del servizio di trasmissione dell'energia svolto da Terna; con riferimento a queste informazioni, Terna delinea quelle situazioni che vanno sotto il nome di "esigenze per l'anno n". Ci si trova quindi ad avere la seguente successione di eventi:

- presenza di obiettivi strategici che sono dati dalla Concessione MiSE – Terna, validi in generale e per l'intero periodo di concessione;
- presenza di esigenze specifiche annuali (anno "n"), che danno vita alle necessità affrontate dal Piano di sviluppo per l'anno "n";
- declinazione di obiettivi specifici per l'annualità "n" che, associati agli obiettivi ambientali, danno vita al Piano di Sviluppo dell'anno "n".

In termini complessivi, gli Obiettivi tecnici specifici tra i quali in ciascun PdS vengono scelti quelli relativi all'annualità in esame, possono essere classificati secondo le seguenti categorie tipologiche:

- Incremento capacità interconnessione (interconnessione);
- Riduzione congestioni tra zone di mercato (riduzione congestioni interzonal);
- Riduzione congestioni intrazonali e vincoli alla produzione efficiente (riduzione congestioni intrazonali);
- Riduzione delle limitazioni alla produzione della capacità rinnovabile (integrazione rinnovabile);
- Incremento sicurezza ed affidabilità nelle Aree metropolitane (aree metropolitane);
- Qualità, continuità, sicurezza e resilienza del servizio elettrico (qualità, sicurezza e resilienza).

Agli obiettivi specifici dell'anno "n" corrisponde la scelta di azioni di Piano per l'anno "n", dalla quale discende l'individuazione di specifici interventi.

Muovendo da tale logica, le attività condotte nel corso dello sviluppo del Rapporto preliminare ambientale hanno portato ad un'integrazione della dimensione ambientale all'interno del Piano esaminato, che è stata operata sulla scorta delle politiche di sostenibilità ambientale definite a livello comunitario e nazionale (cfr. Figura 5-2).



Figura 5-2 Implementazione dei PdS ai fini della VAS

Sulla scorta del processo descritto, per quanto riguarda le categorie di contenuti di Piano rilevanti ai fini del processo di VAS, queste risultano le seguenti:

- Obiettivi di Piano, che sono espressione dei risultati che il Piano intende raggiungere. I criteri sulla scorta dei quali si è proceduto alla sistematizzazione degli obiettivi e le tipologie che ne sono conseguite sono illustrati nei successivi paragrafi;
- Esigenze e obiettivi specifici della RTN posti alla base del Piano, desunti sulla base degli scenari di riferimento. Il processo attraverso il quale i Piani di sviluppo arrivano alla formulazione delle esigenze è descritto nel paragrafo 5.2.2;
- Azioni di Piano, termine con il quale si è inteso indicare l'insieme delle soluzioni di diversa tipologia previste dai Piani di sviluppo, al fine di conseguire gli obiettivi da questi perseguiti. I criteri in base ai quali si è proceduto alla sistematizzazione delle Azioni di Piano, le relative tipologie adottate e le specifiche azioni dei tre PdS in esame sono documentati al paragrafo 5.3.

## 5.2 Gli obiettivi e le esigenze di Piano

Il presente paragrafo è dedicato all'illustrazione delle tipologie di obiettivi contenuti nel Piano, per come questi sono risultati all'esito delle attività condotte nell'ambito dello sviluppo del Rapporto Preliminare Ambientale; in tal senso, nel seguito sono indicati i criteri sulla scorta dei quali si è proceduto alla loro classificazione e le definizioni delle tipologie così individuate.

Per quanto attiene ai criteri di classificazione degli obiettivi, questi sono rappresentati da:

- Ambito tematico di riferimento, in relazione al quale gli obiettivi di Piano sono distinguibili in
  - Obiettivi tecnici (OT), attinenti alle prestazioni offerte dalla rete/servizio di trasmissione elettrica;
  - Obiettivi ambientali (OA), attinenti allo Sviluppo sostenibile.
- Livello gerarchico nell'impianto programmatico di Piano, rispetto al quale gli obiettivi sono articolabili in:

- Obiettivi generali ( $O_G$ );
- Obiettivi specifici ( $O_S$ ).

Sulla scorta dei criteri anzidetti, il quadro degli obiettivi di Piano risulta essere composto dalle seguenti tipologie (cfr. Figura 5-3).

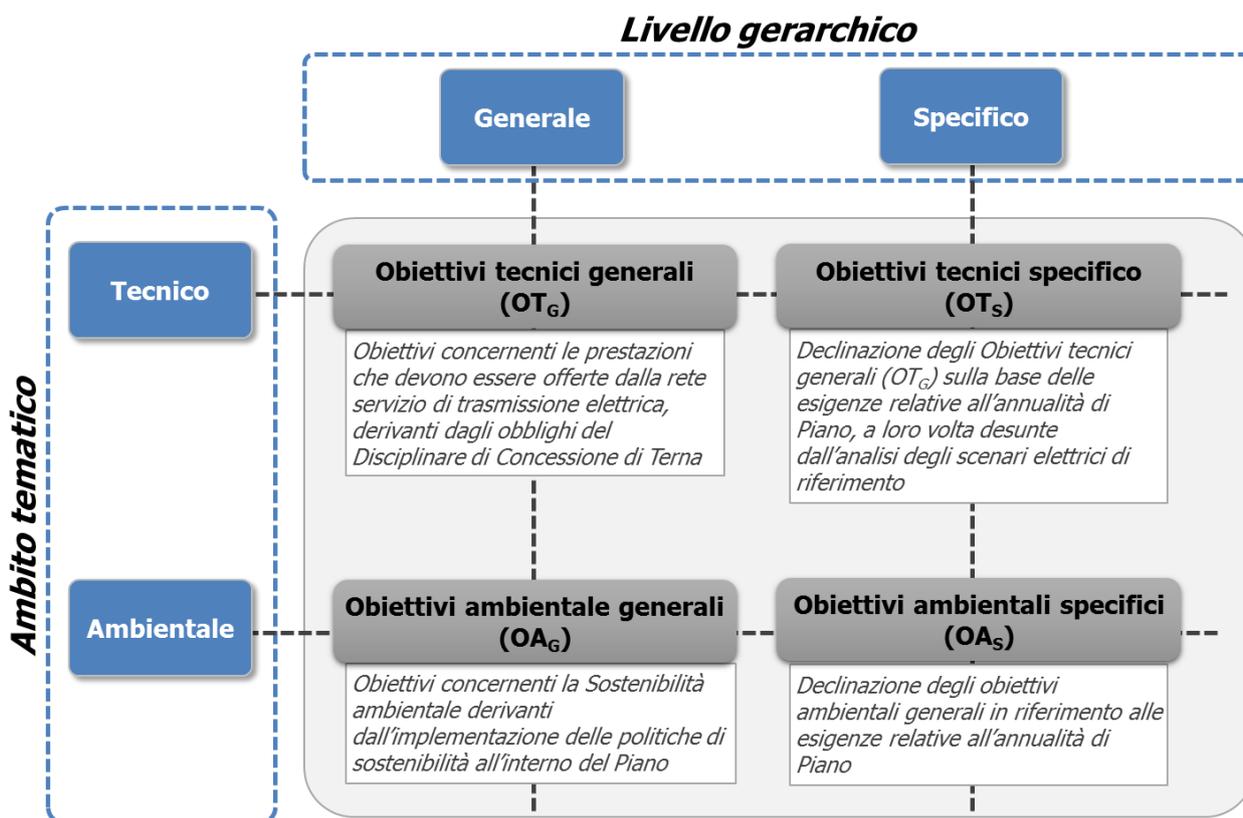


Figura 5-3 Obiettivi di Piano: Criteri di classificazione e tipologie

Gli obiettivi costituiscono la dichiarazione di ciò che il piano intende raggiungere mediante l'insieme delle sue previsioni. In linea generale essi comprendono aspetti sociali, economici, funzionali, ambientali, culturali. L'integrazione tra obiettivi di carattere ambientale e obiettivi di carattere socio-economico rappresenta uno dei momenti cruciali del processo di pianificazione sostenibile.

### 5.2.1 Gli obiettivi tecnico – funzionali generali

Il Disciplinare di concessione<sup>12</sup> individua una serie di obiettivi per Terna, di seguito indicati:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo (art. 4, co. 1);

<sup>12</sup> Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento di cui al DM 20 aprile 2005, come modificata e aggiornata con DM 15 dicembre 2010.

- deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica sul territorio nazionale (art. 4, co. 1);
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori (art. 4, co. 1);
- concorrere a promuovere la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti (art. 4, co. 1);
- connettere alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio (art. 3, co. 2).

Attraverso il recepimento di tali obiettivi fissati dal Disciplinare di concessione, Terna persegue con continuità gli obiettivi di carattere generale riportati nella tabella seguente.

Obiettivi tecnico – funzionali generali	
<i>OT<sub>G1</sub></i>	Garanzia della copertura del fabbisogno nazionale
<i>OT<sub>G2</sub></i>	Riduzione delle congestioni e superamento dei limiti di trasporto delle sezioni critiche
<i>OT<sub>G3</sub></i>	Garanzia di un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile
<i>OT<sub>G4</sub></i>	Integrazione delle FRNP
<i>OT<sub>G5</sub></i>	Sviluppo della capacità di interconnessione con i paesi confinanti
<i>OT<sub>G6</sub></i>	Incremento dell'affidabilità ed economicità della rete di trasmissione
<i>OT<sub>G7</sub></i>	Miglioramento della qualità e rispettare le condizioni di sicurezza di esercizio

Tabella 5-1 Obiettivi tecnico- funzionali generali del PdS

Con la finalità di perseguire tali obiettivi generali, annualmente Terna verifica lo stato della rete e individua le esigenze elettriche specifiche, che sono alla base del PdS e con questo Terna, di anno in anno, individua le azioni necessarie per il soddisfacimento delle esigenze riscontrate e le pone a base della pianificazione.

## 5.2.2 Le esigenze di sviluppo

Le esigenze derivano dall'analisi degli scenari di riferimento, a loro volta costruiti considerando le seguenti due tipologie di fattori esogeni, ossia indipendenti dall'azione di Terna:

### A Analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato

I dati e le informazioni considerate riguardano:

- statistiche relative ai rischi di sovraccarico sul sistema di trasporto, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
- dati sui valori di tensione, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
- statistiche di disalimentazioni e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
- segnali derivanti dal funzionamento del Mercato dell'Energia e del Mercato dei Servizi.

B Previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, sempre con riferimento alla rete ed al mercato

Le previsioni riguardano i seguenti aspetti:

- evoluzione della domanda di energia elettrica, in termini di fabbisogno di energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici, e di potenza, con riferimento alla punta annuale;
- evoluzione della generazione di tipo convenzionale, relativamente al parco produttivo termoelettrico, e rinnovabile, con riferimento alla capacità produttiva da fonte eolica/fotovoltaica, in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi, interoperanti con la RTN;
- richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
- incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi;
- evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
- esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

Lo schema di processo che conduce alla formulazione delle esigenze può essere delineato nei seguenti termini (cfr. Figura 5-4).

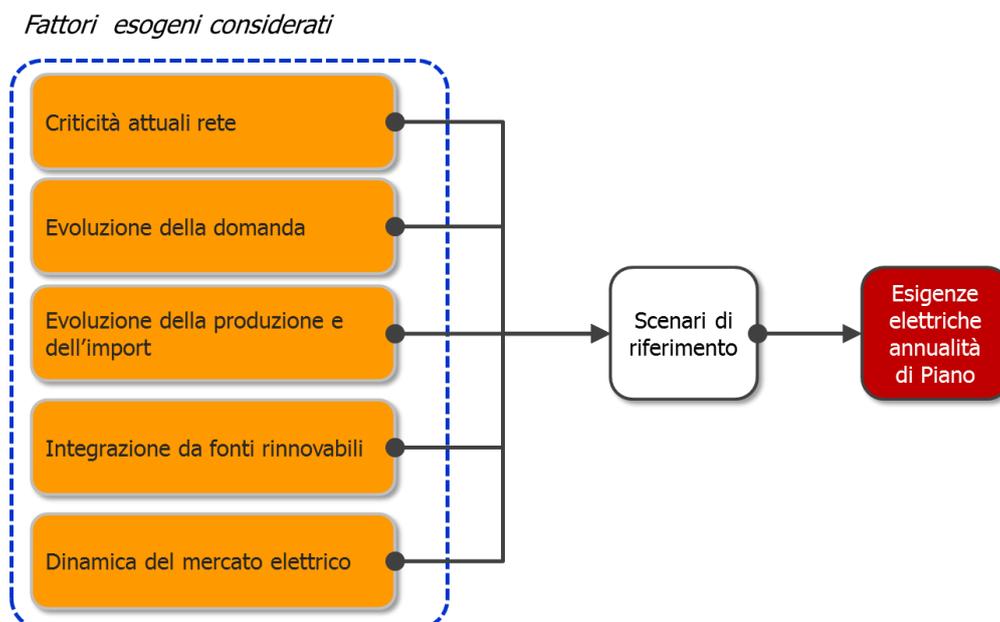


Figura 5-4 Processo di definizione delle esigenze alla base del Piano

La combinazione delle analisi relative allo stato attuale della rete con le previsioni concernenti gli scenari previsionali, consente di identificare le esigenze di sviluppo della rete, che risulta necessario soddisfare al fine di evitare che i problemi rilevati possano degenerare in gravi disservizi e quantificare i rischi associati alle eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi programmati.

Tra l'insieme delle esigenze tra le quali ogni anno vengono selezionate quelle specifiche del Piano in esame (cfr. 5.1), per il PdS oggetto del presente RPA sono state individuate le seguenti esigenze di sviluppo, il cui soddisfacimento consente il perseguimento degli obiettivi di Piano:

- E1 - Garantire e favorire l'utilizzo di energia generata da fonti rinnovabili;
- E2 - Adeguare la rete di trasmissione.

Il perseguimento di tali esigenze si traduce nella definizione degli obiettivi tecnici specifici e, operativamente, nella individuazione delle Azioni di piano; il processo logico "Esigenze – Obiettivi – Azioni" è stato così strutturato applicando la metodologia di riferimento e nel paragrafo a seguire sarà operata la correlazione tra gli elementi che costituiscono la strategia di Piano.

### 5.2.3 Gli obiettivi tecnico funzionali specifici

Per quanto concerne gli Obiettivi tecnici specifici del Piano di Sviluppo in esame, sono state individuate le due seguenti categorie tipologiche:

- OT<sub>s1</sub> - Riduzione delle limitazioni alla produzione della capacità rinnovabile (integrazione rinnovabile);
- OT<sub>s2</sub> - Qualità, sicurezza e resilienza del servizio elettrico (qualità, sicurezza e resilienza).

Nella tabella seguente si riporta l'elenco degli obiettivi tecnici specifici e le esigenze a cui essi si riferiscono relativi al PdS 2017.

Esigenze del PdS 2017	Obiettivi tecnici specifici per il PdS 2017	Cod.
<i>E1 - Garantire e favorire l'utilizzo di energia generata da fonti rinnovabili</i>	Riduzione delle limitazioni alla produzione della capacità rinnovabile mediante azioni collocate nella provincia di Foggia	<i>OT<sub>s1</sub></i>
<i>E2 - Adeguare la rete di trasmissione</i>	Qualità, sicurezza e resilienza del servizio elettrico mediante azioni collocate nell'area della provincia di Aosta	<i>OT<sub>s2</sub></i>
	Qualità, sicurezza e resilienza del servizio elettrico mediante azioni collocate nell'area della provincia di Sondrio	<i>OT<sub>s2</sub></i>
	Qualità, sicurezza e resilienza del servizio elettrico mediante azioni collocate nell'area della provincia di Milano	<i>OT<sub>s2</sub></i>
	Qualità, sicurezza e resilienza del servizio elettrico mediante azioni collocate nell'area della provincia di Bologna	<i>OT<sub>s2</sub></i>
	Qualità, sicurezza e resilienza del servizio elettrico mediante azioni collocate nell'area della provincia di Chieti	<i>OT<sub>s2</sub></i>

Tabella 5-2 Gli Obiettivi specifici del PdS della RTN 2017

## 5.2.4 Gli obiettivi ambientali

Oltre ad obiettivi di carattere tecnico-funzionale, Terna si pone obiettivi di carattere ambientale, cioè tenta, nell'espletare il proprio mandato, di operare delle scelte ambientalmente sostenibili (cfr. Figura 5-3).

Tali obiettivi ambientali sono di seguito illustrati prendendo a riferimento i temi individuati nelle strategie per lo sviluppo sostenibile, sia europea che italiana e considerando le specificità del Piano di Terna.

Più precisamente gli obiettivi sono classificati secondo le seguenti tematiche strategiche:

- sviluppo sostenibile e ambiente;
- biodiversità, flora e fauna;
- popolazione e salute umana;
- rumore;
- suolo e acque;
- qualità dell'aria e cambiamenti climatici;
- beni materiali, patrimonio culturale, architettonico e archeologico, paesaggio;
- energia.

Nella tabella seguente sono riportati, per ciascuna tematica strategica, i relativi obiettivi di sostenibilità ambientale, sia a carattere generale (OA<sub>G</sub>) che specifico (OA<sub>S</sub>).

Tematica strategica	Obiettivi generali di sostenibilità ambientale	Obiettivi specifici di sostenibilità ambientale
<i>Sviluppo sostenibile e ambiente</i>	OA <sub>G</sub> 1 Promuovere l'uso sostenibile delle risorse	OA <sub>S</sub> 1 Favorire l'uso efficiente delle risorse non rinnovabili
	OA <sub>G</sub> 2 Promuovere la ricerca e l'innovazione	OA <sub>S</sub> 2 Favorire l'utilizzo di tecnologie per lo sviluppo sostenibile
	OA <sub>G</sub> 3 Integrare l'ambiente nello sviluppo economico e sociale	OA <sub>S</sub> 3 Garantire una pianificazione integrata sul territorio
<i>Biodiversità, flora e fauna</i>	OA <sub>G</sub> 4 Promuovere la biodiversità	OA <sub>S</sub> 4 Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat
		OA <sub>S</sub> 5 Conservare i popolamenti animali e vegetali, con particolare riferimento ai potenziali rischi per l'avifauna e all'interessamento delle comunità vegetali
		OA <sub>S</sub> 6 Preservare gli elementi ecologici che caratterizzano gli agroecosistemi

Tematica strategica	Obiettivi generali di sostenibilità ambientale	Obiettivi specifici di sostenibilità ambientale
<i>Popolazione e salute umana</i>	OA <sub>G5</sub> Ridurre i livelli di esposizione ai CEM nocivi per la salute umana	OA <sub>S7</sub> Garantire la protezione della salute della popolazione dagli effetti della realizzazione di nuove opere, limitando per i potenziali recettori le emissioni elettromagnetiche
	OA <sub>G6</sub> Migliorare il livello di qualità della vita dei cittadini	OA <sub>S8</sub> Aumentare l'efficienza nel settore della trasmissione elettrica e diminuire le perdite di rete OA <sub>S9</sub> Assicurare l'accesso a sistemi di energia moderna per tutti
<i>Rumore</i>	OA <sub>G7</sub> Ridurre i livelli di esposizione al rumore	OA <sub>S10</sub> Limitare i fastidi per i cittadini limitando la trasmissione del rumore
		OA <sub>S11</sub> Ridurre le emissioni acustiche alla sorgente
<i>Suolo e acque</i>	OA <sub>G8</sub> Promuovere l'uso sostenibile del suolo	OA <sub>S12</sub> Preservare le caratteristiche del suolo, con particolare riferimento alla permeabilità e capacità d'uso
		OA <sub>S13</sub> Minimizzare la movimentazione di suolo sia in ambiente terrestre che marino
		OA <sub>S14</sub> Evitare interferenze con aree soggette a rischio per fenomeni di instabilità dei suoli
		OA <sub>S15</sub> Ottimizzare l'estensione della superficie occupata per gli interventi
		OA <sub>S16</sub> Ridurre le perdite di copertura forestale
		OA <sub>S17</sub> Preservare le caratteristiche qualitative delle risorse idriche superficiali e sotterranee, con particolare riferimento a fenomeni di contaminazione
	OA <sub>G9</sub> Promuovere l'uso sostenibile delle risorse idriche	OA <sub>S18</sub> Garantire il mantenimento delle caratteristiche di distribuzione e regime delle acque superficiali e di falda
		OA <sub>S19</sub> Evitare sollecitazioni in aree a rischio idrogeologico
	OA <sub>G10</sub> Tutelare e salvaguardare l'attività agricola e il paesaggio rurale	OA <sub>S20</sub> Garantire la conservazione delle aree agricole nella loro integrità e compattezza, favorendone l'accorpamento e il consolidamento, evitando che gli interventi comportino il consumo di suolo agricolo, lo snaturamento del paesaggio rurale, nonché la frammentazione o la marginalizzazione di porzioni di territorio di rilevante interesse ai fini dell'esercizio delle attività agricole

Tematica strategica	Obiettivi generali di sostenibilità ambientale	Obiettivi specifici di sostenibilità ambientale
		OA <sub>s</sub> 21 Garantire la continuità e l'efficienza della rete irraggiata, conservandone i caratteri di naturalità e ricorrendo a opere idrauliche artificiali solo ove ciò sia imposto da dimostrate esigenze di carattere tecnico
<i>Qualità dell'aria e cambiamenti climatici</i>	OA <sub>G</sub> 11 Limitare i cambiamenti climatici	OA <sub>s</sub> 22 Ridurre le emissioni gas serra
	OA <sub>G</sub> 12 Garantire il raggiungimento dei livelli di qualità dell'aria	OA <sub>s</sub> 23 Mantenere i livelli di qualità dell'aria OA <sub>s</sub> 24 Migliorare le condizioni di qualità degradate
<i>Beni materiali, patrimonio culturale, architettonico e archeologico, paesaggio</i>	OA <sub>G</sub> 13 Tutelare, recuperare e valorizzare il paesaggio	OA <sub>s</sub> 25 Garantire la conservazione degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni paesaggistici
		OA <sub>s</sub> 26 Minimizzare la visibilità delle opere, con particolare riferimento ai punti di maggior fruizione
	OA <sub>G</sub> 14 Tutelare e valorizzare i beni culturali	OA <sub>s</sub> 27 Garantire la migliore integrazione paesaggistica delle opere
		OA <sub>s</sub> 28 Garantire la conservazione dello stato dei siti e dei beni di interesse culturale, storico architettonico e archeologico, minimizzando le interferenze con le opere in progetto e con gli elementi di cantiere OA <sub>s</sub> 29 Salvaguardare il patrimonio culturale subacqueo
<i>Energia</i>	OA <sub>G</sub> 15 Favorire lo sfruttamento di energia pulita	OA <sub>s</sub> 30 Facilitare il collegamento di impianti FRNP
		OA <sub>s</sub> 31 Promuovere l'efficiamento energetico

Tabella 5-3 Gli obiettivi di sostenibilità ambientale

Nel paragrafo seguente sono riportate le azioni che compongono i diversi interventi previsti dal Piano; come meglio spiegato in seguito, la suddivisione degli interventi in azioni permetterà di studiarne meglio le caratteristiche e i potenziali effetti.

### 5.3 Le azioni

#### 5.3.1 La classificazione delle azioni di sviluppo ai fini delle analisi ambientali

Per consentire un efficace disamina delle tematiche che è necessario analizzare in un processo di VAS, si è deciso di operare una classificazione degli interventi di sviluppo proposti nei PdS, suddividendoli in diverse tipologie di "azioni", come di seguito illustrato.

In termini generali, le azioni di sviluppo che possono essere individuate per rispondere alle esigenze riscontrate sono distinguibili in due macro-tipologie, così definite:

- **Azioni Gestionali**, intese come quelle azioni che si sostanziano in attività a carattere immateriale, quali ad esempio l'attivazione di tavoli finalizzati al coordinamento degli operatori, e che non comportano una consistenza della rete diversa da quella preesistente;
- **Azioni Operative**, intese come quelle azioni dalle quali discende una differente consistenza fisica della rete, in termini di sua articolazione e/o dei singoli suoi elementi costitutivi.

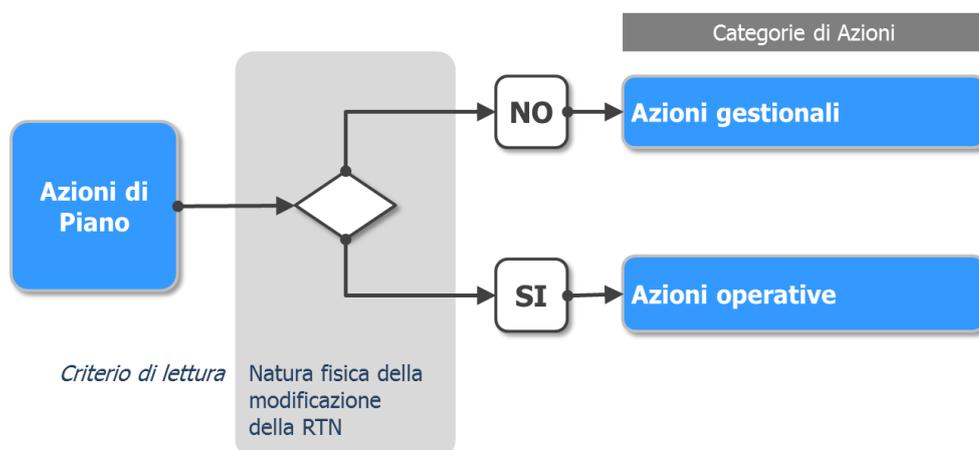


Figura 5-5 Classificazione delle Azioni di Piano

Partendo da tale classificazione, la categoria Azioni operative è stata ulteriormente articolata in ragione dell'entità della variazione della consistenza fisica della rete, conseguente a dette azioni:

- **Azioni Operative su asset esistenti – Interventi di funzionalizzazione**, con riferimento a quelle azioni che non comportano un incremento della consistenza della rete, quanto la modifica di alcuni suoi singoli componenti;
- **Azioni Operative su asset esistenti – Interventi di demolizione**, comportanti l'eliminazione di elementi di rete non più funzionali, a seguito della realizzazione di nuovi elementi di rete;
- **Azioni Operative – Interventi di realizzazione nuovi elementi infrastrutturali**, intese come quelle azioni che comportano l'introduzione di nuovi elementi infrastrutturali della rete di trasmissione.

In ragione di tale criterio, le Azioni sono distinguibili nelle categorie schematizzate nella figura seguente:

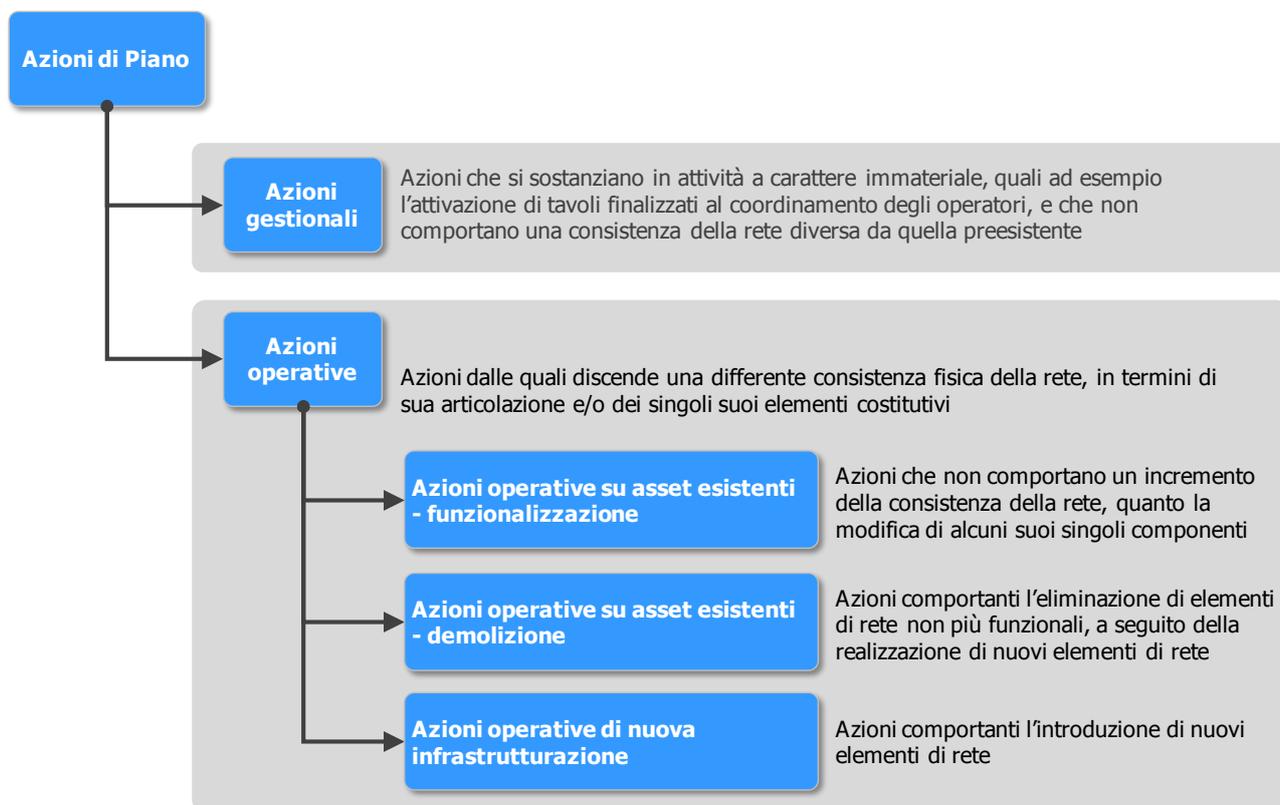


Figura 5-6 Classificazione delle azioni di sviluppo

Al fine di poter sostanziare la consistenza delle azioni del PdS, il primo passo essenziale è quello mirato a inquadrare la relazione intercorrente tra le nuove azioni e la struttura della rete elettrica nazionale.

Stante la tipologia del Piano in esame, si è ritenuto che il disegno di rete possa rappresentare un parametro rappresentativo, al fine di verificare la portata delle modifiche proposte dal PdS.

Entrando nel merito della prima delle suddette tipologie di azioni, appare da subito evidente come questa, concretizzandosi in politiche gestionali, non comporti alcuna modifica alla rete e, in ragione di ciò, la loro consistenza tecnica è trascurabile.

Le azioni operative, diversamente, introducono modifiche alla rete nel suo stato attuale. Per comprenderne la consistenza è stata sviluppata la seguente casistica (cfr. Figura 5-7) di tipi di modifiche all'originario disegno di rete, associando a ciascun tipo, un giudizio.

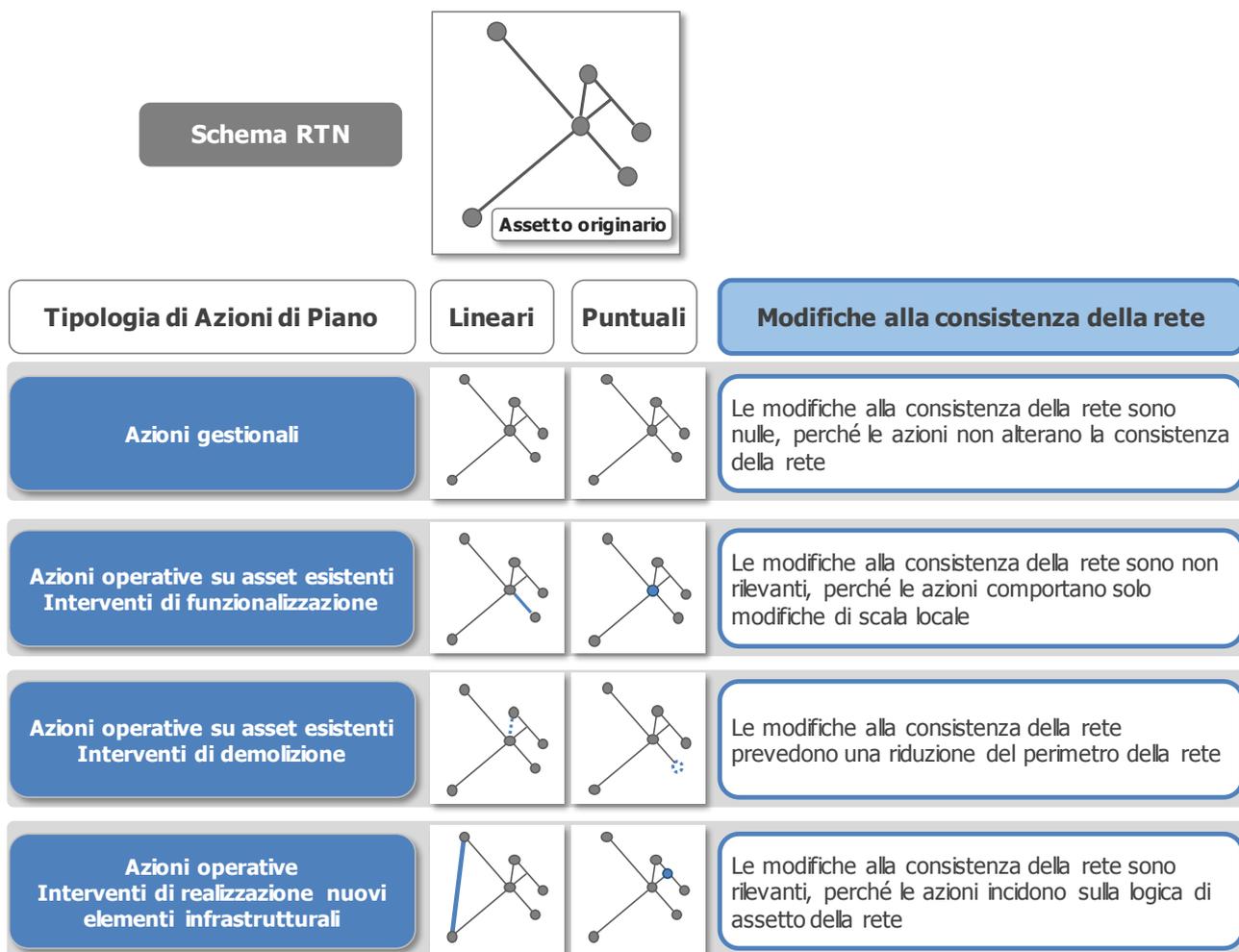


Figura 5-7 – La classificazione delle azioni di sviluppo in funzione delle modifiche alla consistenza della RTN

**Occorre specificare che nei documenti di Piano Terna indica le misure fisiche, materiali, operative, con il termine "interventi", ciascuno dei quali è identificato da un codice. Tali interventi possono talvolta consistere in un insieme di azioni, anche di tipologia diversa, secondo la classificazione appena proposta. La necessità di operare uno "spacchettamento" degli interventi in azioni, risiede pertanto nella possibilità di meglio comprenderne le caratteristiche e dunque di studiarne i relativi effetti.**

Infine, prima di procedere con la descrizione delle azioni, si vuole evidenziare (cfr. Figura 5-8) in che modo si è ritenuto che la classificazione operata sia utile al processo di VAS e, più specificatamente, in che modo sia correlata alla valutazione dei potenziali effetti ambientali.

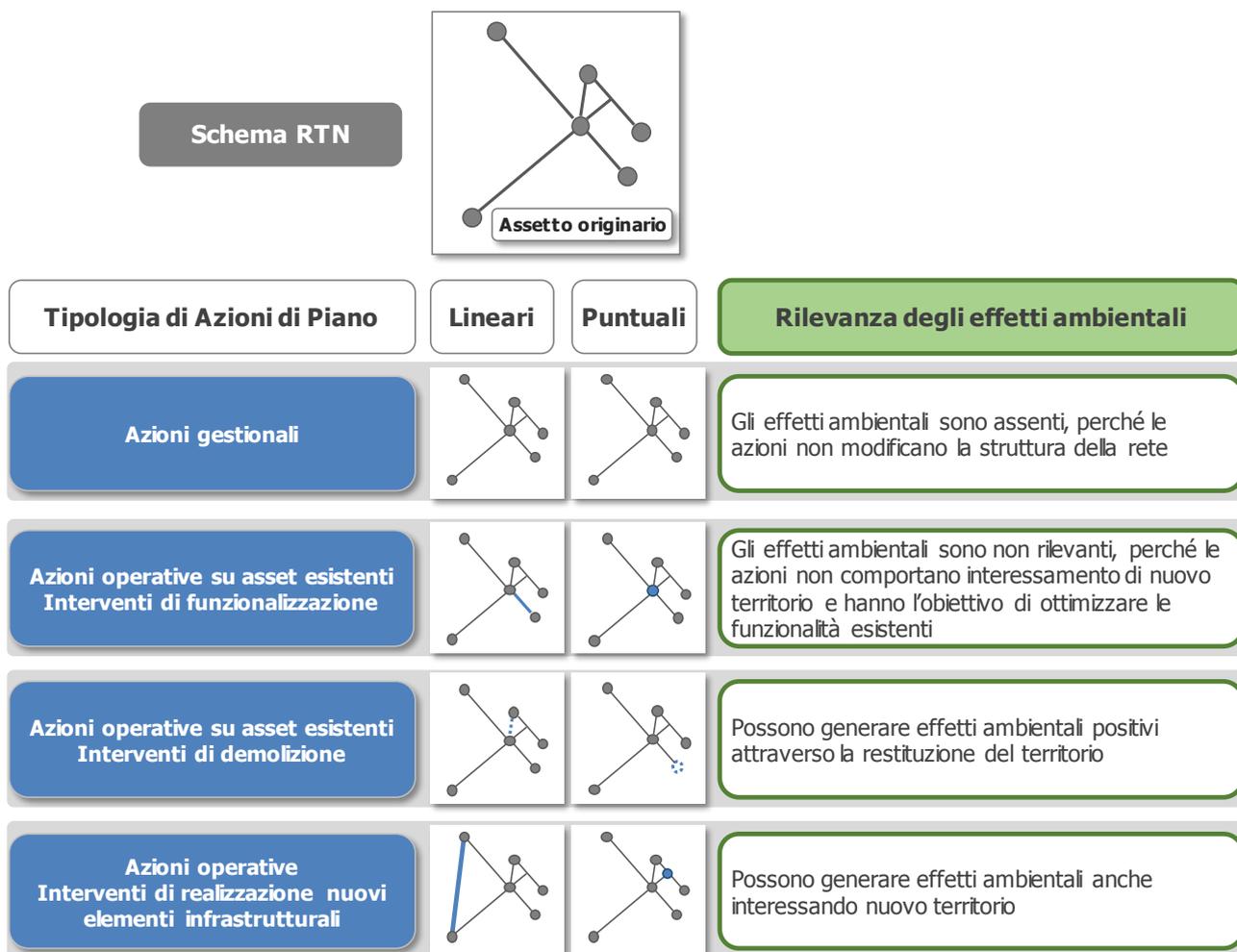


Figura 5-8 La classificazione delle azioni di sviluppo in funzione della rilevanza degli effetti ambientali

Nel paragrafo successivo sono riportate le azioni previste dal PdS in esame, suddivise in base alla suddetta classificazione.

### 5.3.2 Le azioni previste nel PdS 2017

#### 5.3.2.1 Le azioni gestionali

Il PdS 2017 prevede alcune misure che si sostanziano in politiche gestionali della rete e azioni di adeguamento tecnologico, che comportano diverse prestazioni della rete di trasmissione, senza operarne una diversa articolazione fisica.

Nella tabella seguente sono indicate le azioni gestionali previste dal PdS 2017.

Azioni gestionali	Descrizione
<b>1</b> Comunicazione con i gestori delle reti interoperanti con la RTN	Al fine di garantire l'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse, Terna prosegue la sua attività di coordinamento con i gestori delle reti interoperanti con la RTN, mediante contatti diretti e tavoli di coordinamento.
<b>2</b> Rispondere alle necessità di modifica dell'ambito della RTN	Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) e dell'art 3.2 let. f di cui alla Deliberazione 627/16/eel/R dell'AEEGSI, sono inserite annualmente nel Piano di Sviluppo le nuove proposte di modifica dell'ambito della RTN, relative ad acquisizione o cessione di elementi di rete esistenti.
<b>3</b> Coinvolgimento degli utenti della rete	Il Gestore di rete pubblica le informazioni relative alle interazioni con gli utenti della rete e loro associazioni nelle fasi di preparazione dello schema di Piano decennale, incluse le interazioni con il Comitato di Consultazione, secondo quanto indicato dalla Deliberazione 627/16/eel/R. La definizione del Piano di Sviluppo prevede già oggi il coinvolgimento di alcune categorie di stakeholder, a cominciare dal Comitato di Consultazione, l'organo tecnico che costituisce la sede stabile di consultazione degli operatori del settore elettrico.
<b>4</b> Attività di coordinamento tra Transmission System Operator (TSO) in ambito internazionale	Terna partecipa attivamente al processo di attivazione dei mercati attraverso la partecipazione ai tavoli decisionali e gruppi di lavoro e lo sviluppo dei progetti che da essi scaturiscono.
<b>5</b> Logiche smart per una migliore previsione, controllo e generazione distribuita	<p>Con lo scopo di realizzare una rete di trasmissione flessibile che, nelle diverse condizioni di esercizio, risponda prontamente alle esigenze di sicurezza, affidabilità ed efficienza del sistema elettrico, favorendo il più possibile l'integrazione della crescente produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla RTN, Terna ha previsto alcune iniziative:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• applicazioni Dynamic Thermal Rating: progetti di sistemi innovativi per la determinazione dinamica della capacità di trasporto degli elementi di rete, in funzione delle reali condizioni ambientali e di esercizio;</li> <li>• partecipazione al progetto GREEN-ME (Grid integration of REnewable Energy sources in the North - Mediterranean): progetto presentato alla Commissione Europea qual risultato di studi congiunti TSO e DSO di Italia e Francia per lo sviluppo di sistemi funzionali all'integrazione della generazione distribuita;</li> <li>• miglioramento dell'identificazione e controllo della rete con sistemi digitali;</li> <li>• monitoring reti;</li> <li>• adeguamento e innovazione sistemi di sicurezza controllo, protezione e manovra.</li> </ul>

Tabella 5-4 Le azioni gestionali nel PdS 2017

### 5.3.2.2 Le azioni operative

#### 5.3.2.2.1 L'insieme delle azioni operative

Di seguito è riportata una tabella in cui, per ciascun intervento previsto nel PdS 2017, è riportata la sua descrizione e l'insieme delle azioni operative che lo compongono.

Interventi di sviluppo da lettura PdS				Azioni operative	
n.	Cod.	Nome	Descrizione	n.	Descrizione
1	23-P	Rete 132 kV provincia Aosta	Al fine di garantire un adeguato livello di affidabilità e flessibilità di esercizio nella rete 132 kV dell'area di Aosta, sarà superata l'attuale gestione a tre estremi "Rhins - Signayes - Aosta Ovest". L'intervento garantirà un sensibile miglioramento della gestione, sicurezza di alimentazione del carico locale	1A	Inserimento sezionatori su palo esistente presso Signayes all.
2	152-P	Stazione 220 kV Tirano	Al fine di garantire un adeguato profilo di tensione sulle lunghe direttrici 220 kV che collegano l'alta Valtellina ai carichi dell'area di Milano si prevederà l'installazione presso la SE 220 di Tirano di un banco di reattanze	2A	Installazione reattanze presso la SE 220 kV Tirano
3	153-P	Riassetto rete 132 kV area Rho	Al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete 132 kV sottesa fra le stazioni di Baggio e Ospiate sarà studiata la possibilità di realizzare una nuova stazione di smistamento presso l'attuale Cabina Primaria di Rho, raccordando anche la rete ex-RFI, e rimuovendo le limitazioni sugli attuali elettrodotti 132 kV "Ospiate - Lainate", "Lainate - Rho" e "Rho - Settimo". Le attività consentiranno un miglioramento degli attuali profili di tensione dell'area e un aumento dei margini di adeguatezza per la copertura dei carichi presenti e futuri	3A	Nuova SE 132 kV presso la CP Rho
				3B	Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"
				3C	Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"
				3D	Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Rho - Settimo"
4	343-N	Direttrice 132 kV Martignone - Castel maggiore	Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti realizzando una direttrice 132 kV Martignone - Tavernelle FS - Calderara - Castel	4A	Integrazione con la RTN direttrice 132 kV tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore

Interventi di sviluppo da lettura PdS				Azioni operative	
n.	Cod.	Nome	Descrizione	n.	Descrizione
			maggiore, dismettendo i tratti di linea non più funzionali		
5	433-N	Rimozione derivazione rigida S. Angelo	Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio di trasmissione nell'area della Val di Sangro, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea 150 kV "CP Casoli - CP Atessa ZI - der. A. S. Angelo", realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 150 kV "Casoli - A. S. Angelo" e "A. S. Angelo - CP Atessa ZI"	5A	Ricostruzione linea in doppia terna presso A.S. Angelo
6	535-N	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	Al fine di consentire l'immissione in rete, in condizioni di migliore sicurezza della produzione di impianti da fonti rinnovabili installati e previsti sulle direttrici 150 kV comprese tra le SE 400/150 kV di Andria e Foggia, si prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SE Deliceto, SE Stornara e la Cerignola FS, sfruttando gli asset AT esistenti nell'area. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della direttrice FS "Foggia - Bari" migliorando nel contempo la continuità del servizio	6A	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornarella e Stornara
				6B	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornara e la Cerignola FS

Tabella 5-5 Azione operative previste nel PdS 2017

Nei paragrafi successivi sono riportate le azioni operative suddivise nelle diverse categorie.

#### 5.3.2.2.2 Le azioni operative su asset esistenti – Interventi di funzionalizzazione

In questa categoria rientrano le azioni che danno luogo ad interventi che consentono di migliorare la funzionalità esistente, senza comportare l'interessamento di nuovo territorio. Nella tabella seguente sono indicate le azioni ricadenti in tale categoria.

Intervento di sviluppo di riferimento		Azione di funzionalizzazione della rete	
1	Rete 132 kV provincia Aosta	<b>1A</b>	Inserimento sezionatori su palo esistente presso Signayes all.
2	Stazione 220 kV Tirano	<b>2A</b>	Installazione reattanze presso la SE 220 kV Tirano
3	Riassetto rete 132 kV area Rho	<b>3B</b>	Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"
		<b>3C</b>	Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"
		<b>3D</b>	Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Rho – Settimo"

Intervento di sviluppo di riferimento		Azione di funzionalizzazione della rete	
4	Direttrice 132 kV Martignone - Castel maggiore	<b>4A</b>	Integrazione con la RTN direttrice 132 kV tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore
5	Rimozione derivazione rigida S. Angelo	<b>5A</b>	Ricostruzione linea in doppia terna presso A.S. Angelo

Tabella 5-6 Le azioni operative su asset esistenti - Interventi di funzionalizzazione della rete nel PdS 2017

### 5.3.2.2.3 Le azioni operative su asset esistenti – Interventi di demolizione

Tale tipologia di azioni operative prevede l'eliminazione di elementi della rete non più funzionali; nel PdS 2017 non è prevista alcuna azione appartenente a tale categoria.

### 5.3.2.2.4 Le azioni operative – Interventi di realizzazione nuovi elementi infrastrutturali

L'ultima tipologia di azioni operative proposte nel PdS 2017 si sostanzia nella realizzazione di nuovi elementi infrastrutturali della rete.

Intervento di sviluppo di riferimento		Azione di realizzazione di nuovi elementi	
3	Riassetto rete 132 kV area Rho	<b>3A</b>	Nuova SE 132 kV presso la CP Rho
6	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	<b>6A</b>	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornarella e Stornara
		<b>6B</b>	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornara e la SE Cerignola FS

Tabella 5-7 Le azioni operative - Nuove infrastrutture della rete nel PdS 2017

## 6 POLITICHE, PIANI E PROGRAMMI PERTINENTI

### 6.1 I PdS all'interno della pianificazione connessa del settore Energia

#### 6.1.1 La pianificazione di livello nazionale

I PdS della RTN si inseriscono in un contesto caratterizzato dalla presenza di diversi piani e programmi che si riferiscono al settore energetico.

Di seguito è riportata una sintetica disamina dei principali strumenti di pianificazione nazionale, interagenti con il PdS.

Il **Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica** (PAEE), presentato nella sua prima edizione a luglio del 2007 in ottemperanza della Direttiva 2006/32/CE, ha individuato gli orientamenti che il Governo Italiano ha inteso perseguire per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica e dei servizi energetici.

La promozione dell'efficienza energetica in Italia è stata dunque posta tra le priorità della sua politica energetica nazionale, che persegue gli obiettivi di:

- sicurezza dell'approvvigionamento energetico;
- riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini;
- promozione di filiere tecnologiche innovative e della tutela ambientale, anche in relazione alla riduzione delle emissioni climalteranti.

Nel corso del 2014 è stato approvato il **PAEE 2014**, con Decreto del MiSE 17 luglio 2014 (GU n.176 del 31 luglio 2014).

Il Piano descrive gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020, le misure di policy attivate per il loro raggiungimento e i risultati raggiunti al 2012.

In merito al tema di efficienza energetica nella trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia, il Piano delinea i criteri di efficienza energetica da introdurre o da rafforzare nella struttura delle tariffe dell'energia e in quelle di rete nonché nella regolamentazione del settore elettrico, gli interventi per promuovere in modo effettivo la partecipazione della domanda al mercato dell'energia e le nuove forme di aggregazione ed offerta dei servizi di sistema.

Secondo il Piano la riduzione dei consumi di energia determinata dalle nuove misure introdotte con il decreto di recepimento della direttiva 2012/27/UE e che potrà essere valutata a valle dell'emanazione dei relativi provvedimenti attuativi, congiuntamente agli effetti degli strumenti già attivi consentirà di raggiungere al 2020 gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia.

In particolare individua i seguenti criteri di efficienza energetica nelle tariffe di rete e nella regolamentazione del settore:

- l'eliminazione degli incentivi che pregiudicano l'efficienza energetica delle tariffe energetiche,

- l'introduzione di segnali di prezzo nelle tariffe di rete per l'incremento dell'efficienza energetica,
- l'introduzione di tariffe che stimolano la partecipazione della domanda.

Tra i criteri per agevolare e promuovere la gestione della domanda si richiama:

- la rimozione delle discriminazioni della domanda nella partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi (bilanciamento e dispacciamento),
- il miglioramento delle disposizioni per la connessione alla rete della cogenerazione ad alto rendimento,
- misure per la partecipazione degli aggregatori al mercato dei servizi.

Tra le soluzioni per l'efficienza energetica nella progettazione e regolamentazione delle reti si riporta:

- l'introduzione di servizi messi a disposizione degli operatori di rete per consentire agli utenti di attuare misure di miglioramento dell'efficienza energetica,
- l'introduzione di incentivi agli operatori di rete a migliorare l'efficienza dell'infrastruttura,
- la promozione di ubicare gli impianti CAR in prossimità della domanda, riducendo i costi di connessione e uso del sistema,
- la classificazione e la pubblicazione della priorità di dispacciamento.

Il **Programma Operativo Interregionale "Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico"** 2007-2013 ha come obiettivo quello di incrementare nelle Regioni Obiettivo Convergenza (Calabria, Campania, Puglia e Sicilia) la quota d'energia consumata proveniente da fonti rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica ed il risparmio energetico, promuovendo opportunità di sviluppo locale, integrando il sistema di incentivi messo a disposizione dalla politica ordinaria, valorizzando i collegamenti tra produzione di energie rinnovabili, efficientamento e tessuto sociale ed economico.

Con riferimento alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, è indicata l'esigenza di anticipare l'adeguamento ed il potenziamento delle reti di distribuzione alla luce della maggiore produzione di generazione distribuita.

Il Programma non è stato successivamente aggiornato, dunque la sua valenza è al 2013.

Il **Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN)**, emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente, adottato ai sensi dell'art. 4 della Direttiva 2009/28/CE<sup>13</sup> il 31 luglio 2010, ha come obiettivo quello di promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

La direttiva 2009/28/CE ha stabilito un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e ha fissato gli obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti

---

<sup>13</sup> D 2009/28/CE art. 4: "Ogni Stato membro adotta un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020, [...]"

rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

Il PAN fissa gli obiettivi nazionali per le energie rinnovabili, ripartendo l'obiettivo generale al 2020 del 17% per l'Italia sui consumi finali di energia, tra le varie fonti. Illustra la strategia nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e disegna le principali linee d'azione per il perseguimento degli obiettivi strategici.

In relazione alla trasmissione e distribuzione dell'elettricità il PAN definisce vitale la rete, non solo per il ritiro dell'energia elettrica da essa prodotta, ma anche per i servizi che eroga. Per contro, proprio per l'aleatorietà della loro produzione, gli impianti non programmabili non concorrono a garantire la sicurezza e l'affidabilità della rete e non contribuiscono a fornire risorse per il dispacciamento, fatta salva la disponibilità a modificare il livello di produzione in tempo reale unicamente per esigenze di sicurezza che non risultano altrimenti gestibili.

La **Strategia Energetica Nazionale** (SEN), approvata con Decreto dei Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente dell'8 marzo 2013, definisce le linee di sviluppo del settore elettrico, quale elemento chiave per la crescita economica sostenibile del Paese.

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

Gli obiettivi della SEN sono quattro:

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

Vengono poi individuate le 7 priorità per raggiungere gli obiettivi:

- la promozione dell'efficienza energetica;
- lo sviluppo nazionale come *hub* del gas sudeuropeo;
- lo sviluppo sostenibile delle FER;
- produzione sostenibile degli idrocarburi;
- il potenziamento delle infrastrutture e del mercato elettrico;
- la ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti;
- la modernizzazione del sistema di *governance* nel rapporto Stato, Regioni, enti locali.

In particolare, per quanto riguarda il potenziamento delle infrastrutture e del mercato elettrico vengono individuati 3 principali obiettivi: allineare prezzi e costi dell'energia al livello europeo, assicurare la piena integrazione nel mercato europeo e sviluppare un mercato libero ed integrato con la produzione rinnovabile.

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

I principali interventi che riguardano il settore elettrico consistono nel continuare a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili, avvicinare gli incentivi ai livelli europei e sostenere la tecnologia a maggiore ricaduta sulla filiera italiana, la piena integrazione con il mercato elettrico e con la rete (*grid parity*).

Per quanto riguarda la modernizzazione del sistema di *governance*, i principali obiettivi sono il rafforzamento della partecipazione italiana ai sistemi decisionali europei, attivare forme di coordinamento tra Stato, Regioni ed Enti locali e rafforzare la consultazione con gli *stakeholder* nazionali. Di particolare interesse è la proposta di riportare in capo allo stato le competenze legislative in materia di energia, per quanto riguarda le attività ed infrastrutture energetiche di rilevanza nazionale (modifica dell'art. 117 della Costituzione), al fine di semplificare i processi autorizzativi.

La SEN indica che il Piano di Sviluppo dovrà dare massima priorità agli interventi volti alla riduzione delle congestioni tra zone di mercato (aumentando la capacità tra le stesse di circa 5.000 MW) e alla rimozione dei vincoli per i poli di produzione limitata, eliminando gli ostacoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione più efficienti.

La Strategia Energetica Nazionale sarà aggiornata a seguito delle trasformazioni economiche ed in particolare del mercato energetico occorse negli ultimi quattro anni (**SEN 2017**), introducendo nuovi obiettivi e prospettive sull'evoluzione dello scenario; per tale motivo il PdS 2017 rappresenta un piano di transizione tra le linee del settore elettrico dettate dalla SEN vigente e quanto indicato dal suo successivo aggiornamento.

### **6.1.2 La pianificazione di livello regionale**

A livello regionale il Piano Energetico Regionale (PER) costituisce lo strumento di riferimento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi in campo energetico nei propri territori. Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportunità finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori e per l'utenza diffusa.

Il legame indissolubile esistente tra pianificazione energetica e quella ambientale, per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti di energia possano produrre sull'ambiente, fa sì che il PER sia guidato anche da obiettivi tipicamente ambientali, assecondando il principio della sostenibilità del sistema energetico, divenendo in tal senso Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR).

Con lo scopo di rafforzare sempre più questo legame, è stato intrapreso da Terna, già da diversi anni, un percorso di collaborazione con le Regioni e Province autonome, in materia di pianificazione energetico-ambientale; tale collaborazione si attua attraverso la fornitura di contributi scritti e osservazioni, sia in fase di prima stesura dei PEAR, qualora le Amministrazioni siano disponibili, sia in occasione della consultazione pubblica degli stessi ai fini VAS, affinché i contenuti dei Piani energetici siano congruenti con quelli del PdS, nell'ottica di perseguire realmente una sempre maggiore coerenza fra piani e programmi, nazionali e locali, in materia energetica. Nel prossimo Rapporto ambientale sarà illustrato lo stato di avanzamento di tale attività di collaborazione promossa da Terna.

Ai fini della presente procedura di VAS, nella tabella che segue sono riportati gli strumenti pianificatori e programmatici nel settore energia di livello regionale per l'intero territorio nazionale.

Regione Province	Atti pianificatori regionali nel settore Energia
<b>Abruzzo</b>	Piano Energetico Regionale (PER) adottato con D.G.R. n. 470/C del 31 agosto 2009.
<b>Basilicata</b>	Publicata sul BUR n. 2 del 16 gennaio 2010 della regione Basilicata la L.R. n. 1/2010 "Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale", in allegato alla Legge viene riportato il testo del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) approvato dal Consiglio Regionale contestualmente alla Legge.
<b>Bolzano</b>	Piano Energetico Provinciale (PEP) approvato con D.D.P. n. 7080 del 22 dicembre 1997. Piano Energetico – Ambientale Provinciale (PEAP) 2013-2020 approvato con DGP n.775 del 3 maggio 2013.
<b>Calabria</b>	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) approvato con D.C.R. n. 315 del 14 febbraio 2005.
<b>Campania</b>	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) approvato con D.G.R. n. 475 del 18 marzo 2009.
<b>Emilia Romagna</b>	Piano Energetico Regionale (PER) approvato con D.A.L. n. 50 del 26 luglio 2011.
<b>Friuli Venezia Giulia</b>	Piano Energetico Regionale (PER) approvato con DGR n.2564 del 22 dicembre 2015. Esecutività provvedimento giunta avvenuta con Decreto del Presidente della Regione n. 260 del 23 dicembre 2015.
<b>Lazio</b>	Piano Energetico Regionale (PER) approvato con D.C.R. n. 45 del 14 febbraio 2001. La Giunta regionale ha adottato con l'iniziativa n. 484 del 4 luglio 2008 lo schema del nuovo Piano energetico regionale e del relativo Piano d'azione.
<b>Liguria</b>	Piano Energetico Ambientale della Liguria (PEAR), approvato con D.C.R. n. 43 del 2 dicembre 2003. Con D.C.R. n. 3 del 3 febbraio 2009 è stata approvata la proposta di aggiornamento del PEAR per l'energia eolica. Con D.G.R. n. 1517 del 5 dicembre 2014, esecutiva ai sensi di legge, è stato adottato lo Schema di Piano Energetico Ambientale Regionale 2014-2020.
<b>Lombardia</b>	Programma Energetico Regionale (PER) approvato con D.G.R. n. 12467 il 21 marzo 2003. Piano d'Azione per l'Energia (PAE) – (aggiornamento 2008 del PAE 2007), approvato con D.G.R. n. VII/4916 il 15 giugno 2007 come strumento attuativo del PER.

Regione Province	Atti pianificatori regionali nel settore Energia
	Il nuovo Programma Energetico Ambientale Regionale (PEAR), approvato con D.G.R. n. 3706 del 12 giugno 2015 e n. 3905 del 24 luglio 2015, costituisce il vigente strumento di pianificazione in ambito energetico.
<b>Marche</b>	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) approvato con DAL n.42 del 20 dicembre 2016
<b>Molise</b>	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) adottato con DGR n.469 del 13 ottobre 2016
<b>Piemonte</b>	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) approvato con D.C.R. n. 351-3642 del 3 febbraio 2004. Relazione Programmatica sull'Energia approvata con D.G.R. n. 30-12221 del 28 settembre 2009. Con D.G.R. n. 5-4929 del 19 novembre 2012 è stato approvato il Piano d'Azione per l'energia. Documento Preliminare di nuovo PEAR approvato con DGR n.23-1253 del 30 marzo 2015.
<b>Puglia</b>	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) adottato con D.G.R. n. 827 del 08 giugno 2007. L.R. N. 25 del 24/09/ 2012 "Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili". D.G.R. n. 581 del 02/04/2014 "Analisi di scenario della produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio regionale. Criticità di sistemi e iniziative conseguenti". Aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) adottato con D.G.R. n. 1181 del 27 maggio 2015.
<b>Sardegna</b>	Piano energetico ambientale regionale (PEAR) adottato con D.G.R. n. 34/13 del 2 agosto 2006, modificato dalla D.G.R. n. 66/24 del 27 novembre 2008. Con D.G.R. n. 5/1 del 28 gennaio 2016 è stato adottato il nuovo Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) 2015-2030.
<b>Sicilia</b>	Piano Energetico Ambientale della Regione Siciliana (PEARS) approvato con D.G.R. n. 1 del 3 febbraio 2009.
<b>Toscana</b>	Piano Ambientale ed Energetico Regionale (PAER) istituito dalla L.R. 14/2007, approvato con D.C.R. n. 10 dell'11 febbraio 2015.
<b>Trento</b>	Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP), approvato con D.G.P. n. 2438 del 3 ottobre 2003. Approvato in via definitiva il nuovo PEAP 2013-2020 con D.G.P. n. 775/2013.
<b>Umbria</b>	Piano Energetico Regionale (PER) approvato con D.C.R. n. 402 il 21 luglio 2004. Approvato con D.G.R. n. 1493 del 16 dicembre 2013 il rapporto preliminare della Strategia Energetica Ambientale Regionale (SEAR) 2014-2020.
<b>Valle d'Aosta</b>	Piano energetico ambientale (PEAR) approvato con D.C.R. n. 3146/XI del 3 aprile 2003. Il nuovo PEAR della Valle d'Aosta, che è stato approvato con D.C.R. n. 727 del 25 settembre 2014, costituisce il vigente strumento di pianificazione in ambito energetico con finalità di indirizzo e di programmazione per il periodo dal 2011 fino al 2020.
<b>Veneto</b>	Piano Energetico Regionale - Fonti Rinnovabili - Risparmio Energetico - Efficienza Energetica (PER) adottato con D.G.R. n. 1820 del 15 ottobre 2013. La Giunta regionale, in data 29 ottobre 2015, ha approvato la Deliberazione n. 87/CR con la quale è stata incaricata la Segreteria di Giunta della trasmissione al Consiglio Regionale del "Piano Energetico Regionale" e del suo Aggiornamento tecnico, per la definitiva approvazione.

Tabella 6-1 Atti pianificatori regionali nel settore Energia

## 6.2 Politiche, piani e programmi del settore Ambiente

### 6.2.1 Politiche di sostenibilità ambientale sovraordinate

Di seguito sono indicati gli strumenti che indicano le politiche di sostenibilità ambientale di riferimento, sia internazionali che nazionali.

Si è scelto di riportare tali strumenti in ordine cronologico dal meno al più recente, suddividendoli in tematiche pertinenti ai contenuti che dovranno essere indicati nella successiva stesura del RA, così come richiesto dall'Allegato VI alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e smi, ed in particolare a quanto indicato:

- alla lettera e): *obiettivi di protezione ambientale stabiliti a livello internazionale, comunitario o degli Stati membri, pertinenti al piano o al programma, e il modo in cui, durante la sua preparazione, si è tenuto conto di detti obiettivi e di ogni considerazione ambientale;*
- alla lettera f): *possibili impatti significativi sull'ambiente, compresi aspetti quali la biodiversità, la popolazione, la salute umana, la flora e la fauna, il suolo, l'acqua, l'aria, i fattori climatici, i beni materiali, il patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico, il paesaggio e l'interrelazione tra i suddetti fattori [...].*

Al fine di avere un quadro completo delle politiche ambientali sono stati scelti i seguenti temi:

- sviluppo sostenibile e ambiente;
- biodiversità, flora e fauna;
- popolazione e salute umana;
- rumore;
- suolo e acque;
- qualità dell'aria e cambiamenti climatici;
- beni materiali, patrimonio culturale, architettonico e archeologico, paesaggio;
- energia.

A ciascuno strumento di livello europeo è riportato affianco l'eventuale recepimento nazionale.

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
<b>Sviluppo sostenibile e ambiente</b>	Convenzione per la Protezione delle Alpi (1991)	Legge 403/1999 Ratifica ed esecuzione della Convenzione per la Protezione delle Alpi
	COM(2001)264: "Sviluppo sostenibile in Europa per un mondo migliore: strategia dell'Unione europea per lo sviluppo sostenibile"	Strategia di Azione Ambientale per lo Sviluppo Sostenibile in Italia (Del. CIPE 2/8/02, n. 57)
	Strategia Mediterranea per lo sviluppo sostenibile (2005): "Un sistema per la sostenibilità ambientale e per una prosperità condivisa"	

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
		D.Lgs. 152/2006 "Norme in materia ambientale" e successive modifiche ed integrazioni
	COM(2008)46 "Verso un Sistema comune di informazioni ambientali"	
	Decisione 2008/871/CE relativa all'approvazione del protocollo sulla VAS alla convenzione ONU/CEE sulla valutazione dell'impatto ambientale in un contesto transfrontaliero firmata a Espoo nel 1991	
	COM(2010)2020: "Europa 2020: Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva"	
	COM(2011)571 "Tabella di marcia verso un'Europa efficiente nell'impiego delle risorse"	
	COM(2011)572 "Partenariati nella ricerca e nell'innovazione"	
	Decisione n. 1386/2013/UE su un programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020	
<b>Biodiversità, flora e fauna</b>	Convenzione internazionale per la protezione degli uccelli (Parigi, 1950)	L. 812/1978 "Adesione alla convenzione internazionale per la protezione degli uccelli, adottata a Parigi il 18/10/1950, e sua esecuzione"
	Convenzione di Ramsar (1971) e successivo protocollo di modifica (Parigi 1982) Convenzione internazionale relativa alle zone umide di importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici	DPR 448/1976 e smi "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide d'importanza internazionale, firmata a Ramsar nel 1971"
	Convenzione relativa alla conservazione della vita selvatica e dell'ambiente naturale in Europa (Convenzione di Berna)	L. 503/1981 "Ratifica ed esecuzione della convenzione relativa alla conservazione della vita selvatica e dell'ambiente naturale in Europa (Berna, 1979)"
	Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche e sue successive modifiche	DPR n. 357/97 e smi "Regolamento recante l'attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche"
	Convenzione di Rio de Janeiro sulla diversità biologica (1993)	L.124/94 "Ratifica ed esecuzione della convenzione sulla biodiversità, con annessi (Rio de Janeiro, 1992)"
	Eurobats Agreement on the Conservation of Population of European Bats (1994)	Legge n. 104 del 25 maggio 2005 "Adesione della Repubblica italiana all'Accordo sulla conservazione delle popolazioni di pipistrelli europei (EUROBATS), con emendamenti, fatto a Londra il 4 dicembre 1991, e sua esecuzione"

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
	Accordo sulla conservazione degli uccelli migratori L 66/2006 "Adesione della Repubblica italiana dell'Africa-Eurasia (L'Aia, 15/08/1996)	all'Accordo sulla conservazione degli uccelli acquatici migratori dell'Africa – Eurasia (Aia, 1996)"
	Convenzione per la Conservazione delle Specie Migratrici di Animali Selvatici 1979 (Convenzione di Bonn)	"Ratifica ed esecuzione della convenzione sulla conservazione delle specie migratorie appartenenti alla fauna selvatica, con allegati, (Bonn,1979)"
	COM(2006)302 "Piano d'azione dell'UE per le foreste"	
		DM 17/10/2007: Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone speciali di conservazione (ZSC) e a Zone di protezione speciale (ZPS)
	Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino	D.lgs. 190/2010 "Attuazione della direttiva 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino"
	Direttiva 2009/147/CE concernente la conservazione degli uccelli selvatici	Legge n.157/92 e smi "Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio" aggiornata con la Legge 4/6/2010 n. 96 "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee"
		Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 2010: La Strategia Nazionale per la Biodiversità
	COM(2011)244 "La Strategia europea per la Biodiversità verso il 2020"	
<b>Popolazione e salute umana</b>		Legge Quadro n.36/2001 sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici
	Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (ICNIRP 1998, 2002)	
	Raccomandazione 1999/519/CE del Consiglio relativa alla limitazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici da 0 Hz a 300 GHz	
		DPCM 08/07/2003: fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
	COM(2005)718 su una strategia tematica per l'ambiente urbano	
<b>Rumore</b>		L 447/1995: Legge quadro sull'inquinamento acustico
	COM(1996)540 Libro verde sul rumore	
		DPCM 14/11/97 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"
	Direttiva UE 2002/49/CE sulla valutazione e gestione del rumore ambientale	D.lgs. 194/2005 "Attuazione della Direttiva 2002/49/CE relativa alla determinazione e alla gestione del rumore ambientale"
<b>Suolo e acque</b>	Direttiva 2000/60/CE: direttiva quadro sulle acque	D.lgs. 152/2006 e smi: Decreto di riordino delle norme in materia ambientale
	Direttiva 2006/118/CE sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento	D.lgs. n. 30/2009 "Attuazione della direttiva 2006/118/CE, relativa alla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento"
	COM(2006)231 "Strategia tematica per la protezione del suolo"	
	Direttiva n. 2007/60/CE sulla valutazione e la gestione dei rischi di alluvioni	D.lgs. 49/2010: attuazione della direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni
	COM (2012)93 def "Decisione relativa alle norme di contabilizzazione e ai piani di azione relativi alle emissioni e agli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti da attività connesse a all'uso del suolo, ai cambiamenti di uso del suolo e alla silvicoltura"	
	SWD(2012)101 "Orientamenti in materia di buone pratiche per limitare, mitigare e compensare l'impermeabilizzazione del suolo"	
<b>Qualità dell'aria e cambiamenti climatici</b>	Direttiva 96/62/CE in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'aria ambiente	D.lgs. n. 351/99 "Attuazione della direttiva 96/62/CE in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'aria ambiente"
	COM(2005)446 Strategia tematica sull'inquinamento atmosferico	
	Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità	D.lgs. n. 216/2006 "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"
	Libro verde sull'adattamento ai cambiamenti climatici in Europa – quali possibilità di intervento per l'UE (2007)	

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
	Direttiva 2008/50/CE sulla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa	D.lgs. n. 155/2010 "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa"
	Decisione n. 406/2009 CE concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra	
		Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra (2013)
		Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (2015)
	Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici (COP 21) entrato in vigore il 4 novembre 2016	Legge n. 204 del 4 novembre 2016 "Ratifica ed esecuzione dell'Accordo di Parigi collegato alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, adottato a Parigi il 12 dicembre 2015"
<b>Beni materiali, patrimonio culturale, architettonico</b>	Convenzione UNESCO del 16 novembre 1972 sul recupero e la protezione dei beni culturali	sul L. n.184 del 6 aprile 1977 - Ratifica ed esecuzione della convenzione sulla protezione del patrimonio culturale e naturale mondiale (Convenzione Unesco, Parigi 1972)
<b>e archeologico, paesaggio</b>	Convenzione del Consiglio d'Europa 1985 per la salvaguardia del patrimonio architettonico d'Europa firmata a Granada il 3 ottobre 1985	L. 93/1989 - Ratifica ed esecuzione della convenzione europea per la salvaguardia del patrimonio architettonico in Europa (Granada, 1985)
	Convenzione del Consiglio d'Europa per la salvaguardia del patrimonio archeologico (La Convenzione per la salvaguardia del patrimonio Valletta, 1992)	L. 29 aprile 2015, n. 57: ratifica ed esecuzione della convenzione per la salvaguardia del patrimonio archeologico
	Convenzione Europea del Paesaggio, firmata a Firenze il 20 ottobre 2000	L. 14/2006 - Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea sul paesaggio (Firenze 2000)
	Convenzione UNESCO sulla protezione del patrimonio culturale subacqueo (Parigi, 2001)	del L. 157/2009 - Ratifica ed esecuzione della Convenzione sulla protezione del patrimonio culturale subacqueo (Parigi 2001), e norme di adeguamento dell'ordinamento interno
		D.lgs. 42/2004 "Codice dei beni culturali e del paesaggio"
		DPCM 12 dicembre 2005 - Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42
		Legge n. 77 del 20 febbraio 2006: misure speciali di tutela e fruizione dei siti italiani di interesse

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
		culturale, paesaggistico e ambientale, inseriti nella lista del patrimonio mondiale, posti sotto la tutela dell'UNESCO
<b>Energia</b>		<p>Legge 10/1991 - 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</p> <hr/> <p>Direttiva n. 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica D.lgs. n. 79 del 16 marzo 1999: attuazione della Direttiva n. 96/92/CE</p> <hr/> <p>COM(2000)247 "Action Plan to improve energy efficiency in the European Community"</p> <hr/> <p>DM 21/12/2001: "Programma di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, efficienza energetica e mobilità sostenibile nelle aree naturali protette"</p> <hr/> <p>Legge 239/2004 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"</p> <hr/> <p>Direttiva n. 2005/89/CE concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture</p> <hr/> <p>COM(2006)846 "Piano d'interconnessione prioritario"</p> <hr/> <p>Decisione n. 1364/2006/CE che stabilisce orientamenti per le reti transeuropee nel settore dell'energia e abroga la decisione 96/391/CE e la decisione n. 1229/2003/CE</p> <hr/> <p>Programma Operativo Nazionale dell'Energia (Ministero dell'università e della ricerca, Ministero dello sviluppo economico, 2007)</p> <hr/> <p>COM(2008)782 Libro verde «Verso una rete energetica europea sicura, sostenibile e competitiva»</p> <hr/> <p>Direttiva 2009/28/CE "Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili recante modifica e abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"</p> <hr/> <p>D.lgs. n. 28/2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"</p> <hr/> <p>Decisione 2009/548/CE, che istituisce un modello per i piani di azione nazionali per le energie rinnovabili di cui alla direttiva 2009/28/CE</p> <hr/> <p>COM(2010)677 "Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network"</p> <hr/> <p>DM del MiSE 2010 "Ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica"</p>

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
		D.lgs. n. 3/2010 "Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori come modificato dalla L. 41/2010"
	COM(2011)112 "Una tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050"	
	COM(2011)202 "Smart grids: from innovation to deployment"	
		Strategia Energetica Nazionale 2013
	Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica	D.lgs. n. 142/2014 Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
		Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica 2014
	COM(2014)15 "Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030"	
	COM(2015)80 "Energy Union - Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici"	
	Winter Package - Clean Energy for all Europeans, pubblicato dalla Commissione europea il 30 novembre 2016	

Tabella 6-2 Politiche di sostenibilità di riferimento internazionali e nazionali

## 6.2.2 Pianificazione a livello regionale

Per quanto concerne il tema dell'ambiente idrico, il **Piano di tutela delle acque** è lo strumento di pianificazione introdotto dal D.Lgs. 152/99. Il piano contiene l'insieme delle misure necessarie alla tutela qualitativa e quantitativa dei sistemi idrici, a scala regionale e di bacino idrografico.

L'elaborazione del Piano, che costituisce piano stralcio di settore del Piano di bacino, è demandata alle Regioni, in accordo con le Autorità di bacino. In attuazione al decreto citato, mediante le misure indicate dal Piano di Tutela delle acque, gli obiettivi da conseguire entro il 31 dicembre 2016 sono:

- mantenimento o raggiungimento per i corpi idrici significativi superficiali e sotterranei dell'obiettivo di qualità ambientale corrispondente allo stato di "buono" come definito nell'allegato 1;
- mantenimento, ove già esistente, dello stato di qualità ambientale "elevato" come definito nell'allegato 1;
- mantenimento o raggiungimento altresì per i corpi idrici a specifica destinazione di cui all'articolo 6 degli obiettivi di qualità per specifica destinazione di cui all'allegato 2, salvo i termini di adempimento previsti dalla normativa previgente.

Alla base del Piano di tutela vi è la conoscenza degli aspetti quantitativi naturali che caratterizzano i corpi idrici (andamenti temporali delle portate nei corsi d'acqua, delle portate e dei livelli piezometrici negli acquiferi sotterranei, dei livelli idrici nei laghi, serbatoi, stagni). Da tale conoscenza, scaturisce la possibilità di conseguire i due principali obiettivi del Piano:

- il mantenimento o il riequilibrio del bilancio idrico tra disponibilità e prelievi, indispensabile per definire gli usi compatibili delle risorse idriche al fine della loro salvaguardia nel futuro;
- la stima delle caratteristiche di qualità dei corpi idrici attraverso l'intensificazione del monitoraggio e la conseguente definizione degli interventi per il conseguimento degli obiettivi di qualità.

Nella tabella che segue si riportano i Piani regionali di Tutela e relativo stato approvativo.

Regioni Province	Atti pianificatori di tutela delle acque
<b>Abruzzo</b>	Piano di Tutela delle Acque adottato con D.G.R. n. 614 del 9 agosto 2010, approvato con D.C.R. n. 51/9 dell'8 gennaio 2016. Con D.C.R. n. 51/10 dell'8 gennaio 2016 è stato approvato l'avvio delle attività di aggiornamento del Piano.
<b>Basilicata</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.G.R. n. 1888 del 21 dicembre 2008.
<b>Bolzano</b>	Piano stralcio al Piano di Tutela delle Acque approvato con D.G.P. n. 3243 del 6 settembre 2004. Piano generale per l'utilizzazione delle Acque Pubbliche approvato con D.G.P. n. 704 del 26 aprile 2010 e modificato con D.G.P. n. 893/2011 e n. 1427/2011.
<b>Calabria</b>	Piano di Tutela delle Acque adottato con D.G.R. n. 394 del 30 giugno 2009.
<b>Campania</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.G.R. n. 1220 il 6 luglio 2007.
<b>Emilia Romagna</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.A.L. n. 40 il 21 dicembre 2005.
<b>Friuli Venezia Giulia</b>	Progetto di Piano di Tutela delle Acque approvato con decreto del Presidente n. 13 il 19 gennaio 2015 con previa deliberazione della Giunta Regionale 2641/2014.
<b>Lazio</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.C.R. n. 42 del 27 settembre 2007. Adozione dell'aggiornamento del PTA con DGR n.819 del 28 dicembre 2016.
<b>Liguria</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con DCR n. 11 del 29 marzo 2016.
<b>Lombardia</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.G.R. n. 2244 del 29 marzo 2006. Con DCR n. X/929 del 10 dicembre 2015 è stato approvato l'Atto di indirizzi per la politica di uso e tutela delle acque
<b>Marche</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.A.C.R. n. 145 del 26 gennaio 2010.
<b>Molise</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con DGR n.139 del 14 aprile 2016
<b>Piemonte</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.C.R. n. 117-10731 del 13 marzo 2007.
<b>Puglia</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato D.C.R. n. 230 del 20 ottobre 2009. Aggiornamento al Piano approvato con D.G.R. n. 177 del 10 febbraio 2011 "Corpi Idrici Superficiali: Stato di Qualità Ambientale - 1° Aggiornamento Piano di Tutela delle Acque".
<b>Sardegna</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.G.R. n. 14/16 del 4 aprile 2006.
<b>Sicilia</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato dal Commissario Delegato per l'emergenza bonifiche e la tutela delle acque in Sicilia con ordinanza n. 333 del 24/12/2008.
<b>Toscana</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.C.R. n. 6 del 25 gennaio 2005.

Regioni Province	Atti pianificatori di tutela delle acque
<b>Trento</b>	Piano di Tutela della qualità delle acque approvato con D.G.P. n.233 del 16 febbraio 2015.
<b>Umbria</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.C.R. n. 357 del 1 dicembre 2009.
<b>Valle d'Aosta</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.C.R. n. 1788/XII dell'8 febbraio 2006.
<b>Veneto</b>	Piano di Tutela delle Acque approvato con D.C.R. n. 107 del 5 novembre 2009. Con D.G.R. n. 842 del 15 maggio 2012 modifica e approvazione del testo integrato delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano di Tutela delle Acque.

Tabella 6-3 Piani di Tutela delle Acque regionali

Per quanto concerne il tema del paesaggio il "Codice dei beni culturali e del paesaggio" è il principale strumento legislativo nazionale in materia di tutela, conservazione e valorizzazione del patrimonio culturale e paesaggistico italiano. Il testo citato prevede per la componente paesaggio e beni paesaggistici l'istituzione a livello regionale di **Piani Paesaggistici** ai quali affida il compito di definire le trasformazioni compatibili con i valori paesaggistici, le azioni di recupero e di riqualificazione degli immobili e delle aree sottoposte a tutela nonché gli interventi di valorizzazione del paesaggio, anche in relazione alle prospettive di sviluppo sostenibile.

Il piano deve assegnare a ciascun ambito corrispondenti obiettivi di qualità paesaggistica, che prevedono in particolare:

- a. il mantenimento delle caratteristiche, degli elementi costitutivi e delle morfologie, tenuto conto anche delle tipologie architettoniche, nonché delle tecniche e dei materiali costruttivi;
- b. le previsioni di linee di sviluppo urbanistico ed edilizio compatibili con diversi livelli di valore riconosciuti e tali da non diminuire il pregio paesaggistico del territorio, con particolare attenzione alla salvaguardia dei siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'Unesco e delle aree agricole;
- c. il recupero e la riqualificazione degli immobili e delle aree sottoposti a tutela compromessi o degradati, al fine di reintegrare i valori preesistenti ovvero di realizzare nuovi valori paesaggistici coerenti ed integrati con quelli.

Il Piano Paesaggistico ha inoltre il compito di individuare progetti prioritari finalizzati alla conservazione, recupero, riqualificazione, valorizzazione e gestione del paesaggio regionale indicandone gli strumenti di attuazione.

Di seguito è riportato l'elenco degli strumenti pianificatori vigenti in materia di Paesaggio.

Regioni Province	Atti pianificatori di tutela del paesaggio
<b>Abruzzo</b>	Piano regionale paesistico, approvato con atto del Consiglio regionale n. 141/21 del 21 marzo 1990. La cartografia vigente è aggiornata al 2004.
<b>Basilicata</b>	Piani territoriali paesistici di area vasta (PTPAV) approvati con L.R. n.3/1990 e L.R. n. 13/1992: PTPAV "Maratea – Trecchina – Rivello", PTPAV "Massiccio del Sirino", PTPAV "Sellata-Volturino-Madonna di

Regioni Province	Atti pianificatori di tutela del paesaggio
	Viggiano", PTPAV "Metapontino", PTPAV "Gallipoli Cognato-Piccole Dolomiti Lucane", PTPAV del "Vulture", PTPAV del "Pollino", PTPAV "Maratea ed hinterland".
<b>Bolzano</b>	La disciplina paesaggistica della Provincia autonoma di Bolzano si attua mediante la predisposizione di Piani paesaggistici comunali e sovracomunali approvati in via definitiva dalla Giunta Provinciale.
<b>Calabria</b>	Quadro territoriale regionale a valenza paesaggistica della regione Calabria approvato con D.G.R n. 134 del 1 agosto 2016.
<b>Campania</b>	Piano Territoriale Regionale della Campania approvato con L.R. n. 13 del 13 ottobre 2008.
<b>Emilia Romagna</b>	Piano Territoriale Paesaggistico Regionale approvato con D.C.R. n. 1338 del 28 gennaio 1993.
<b>Friuli Venezia Giulia</b>	Piano Paesaggistico Regionale in fase di VAS.
<b>Lazio</b>	Piani Territoriali Paesistici del Lazio approvati con LR 24/98: n.1 Viterbo; n.2 Litorale Nord; n.3 Laghi di Bracciano e Vico; n.4 Valle del Tevere; n.5 Rieti; n.6 Bassa Sabina; n.7 Monte Rotondo, Tivoli; n.8 Subiaco, Fiuggi, Colferro; n.9 Castelli Romani; n.10 Latina; n.11 Frosinone; n.12 Sora, Valle del Liri; n.13 Terracina, Ceprano, Fondi; n.14 Cassino, Gaeta, Ponza. Piani Territoriali Paesistici di Roma approvati con L.R. 24/98: da 15/0 a 15/12, n. 2 Stralcio Ostia lido nord e n. 2 XIII e XIV Circoscrizione. Piano Territoriale Paesistico Regionale del Lazio adottato con D.G.R. n. 556 del 25 luglio 2007 e D.G.R. n. 1025 del 21 dicembre 2007.
<b>Liguria</b>	Piano Territoriale di Coordinamento Paesistico approvato con D.C.R. n. 6 del 26 febbraio 1990. Con D.C.R. n. 18 del 2 agosto 2011, è stata approvata la variante di salvaguardia della fascia costiera al PTCP.
<b>Lombardia</b>	Piano Territoriale Regionale della Lombardia approvato con D.C.R. n. 951 del 19 gennaio 2010.
<b>Marche</b>	Piano Paesistico Ambientale Regionale delle Marche approvato con D.A.C.R. n. 197 del 3 novembre 1989.
<b>Molise</b>	Piani territoriali paesistico/ambientali di area vasta: Area vasta 1 approvato con D.C.R. n. 253 del 01/10/97; Area vasta 2 e 3 approvati con D.C.R. n. 92 del 16/04/98; Area vasta 4 approvato con D.C.R. n. 94 del 16/04/98; Area vasta 5 approvato con D.C.R. n. 106 del 07/04/99; Area vasta 6 approvato con D.C.R. n. 93 del 16/04/98; Area vasta 7 approvato con D.C.R. n. 107 del 07/04/99; Area vasta 8 approvato con D.C.R. n. 255 del 01/10/97.
<b>Piemonte</b>	Piano Territoriale Regionale (PTR), approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21 luglio 2011. Piano Paesistico Regionale adottato con D.G.R. n. 20-1442 del 18 maggio 2015 e successivamente modificato con D.G.R. n. 47-2748 del 29 dicembre 2015.
<b>Puglia</b>	Piano Territoriale Paesaggistico Regionale approvato con D.G.R. n. 176 del 16 febbraio 2015. Con DGR n. 240 del 08 marzo 2016 e DGR n. 1162/2016 dell'1 dicembre 2016 sono stati approvati alcuni aggiornamenti e rettifiche al PPTR della Puglia.
<b>Sardegna</b>	Piano Paesaggistico Regionale approvato con D.G.R. n. 3677 del 5 settembre 2006. Integrato con aggiornamento del repertorio del Mosaico dei beni con D.G.R. n. 70/22 del 29 dicembre 2016.
<b>Sicilia</b>	Il Piano Territoriale Paesaggistico Regionale suddivide il territorio in ambiti paesaggistici per ognuno dei quali è redatto lo specifico Piano Paesaggistico approvato con apposito Decreto dell'Assessorato dei beni culturali e dell'identità siciliana. Con Decreto dell'Assessorato dei beni culturali e dell'identità siciliana

Regioni Province	Atti pianificatori di tutela del paesaggio
	n.1858 del 2 luglio 2015 sono stati approvati i PP degli Ambiti 6, 7, 10, 11, 12 e 15. Con Decreto del 5 aprile 2016 sono stati approvati i PP degli Ambiti 15, 16 e 17 in provincia di Ragusa.
<b>Toscana</b>	Piano di Indirizzo Territoriale con valenza di piano paesaggistico, approvato con D.C.R. n. 37 del 27 marzo 2015.
<b>Trento</b>	Piano Urbanistico Provinciale approvato con L.P. n. 5 del 27 maggio 2008.
<b>Umbria</b>	Piano Paesaggistico Regionale dell'Umbria preadottato con D.G.R. n. 43 del 23 gennaio 2012, successivamente integrata con D.G.R. n. 540 del 16 maggio 2012.
<b>Valle d'Aosta</b>	Piano Territoriale Paesistico della Valle d'Aosta approvato con L.R. n. 13 del 10 aprile 1998.
<b>Veneto</b>	Piano Territoriale Regionale di Coordinamento approvato con P.C.R. n. 382 del 1992 e successive varianti adottate (D.G.R. n. 372 del 17 febbraio 2009 e D.G.R. n. 427 del 10 aprile 2013).

Tabella 6-4 Piani paesaggistici regionali

Altro strumento di pianificazione territoriale è il **Piano Regionale di Gestione Rifiuti (PRGR)**, che si propone di razionalizzare e organizzare il sistema di gestione dei rifiuti urbani e speciali, secondo criteri di efficienza, efficacia e economicità, assicurando una gestione integrata e unitaria dei rifiuti e perseguendo l'ottimizzazione e l'integrazione delle operazioni di riutilizzo, recupero e riciclaggio al fine di ridurre la quantità, i volumi e la pericolosità dei rifiuti.

Tale strumento, istituito dal D.Lgs. 152/2006 e smi nell'ambito delle attività per migliorare l'efficacia ambientale delle diverse operazioni di gestione dei rifiuti, deve seguire i principi e gli obiettivi delineati dallo stesso decreto (artt. 177, 178, 179, 180, 181, 182 e 182-bis), prevedendo misure volte a proteggere l'ambiente e la salute umana, prevenendo o riducendo gli impatti negativi della produzione e della gestione dei rifiuti, riducendo gli impatti complessivi dell'uso delle risorse e migliorandone l'efficacia.

Di seguito è riportata la tabella di sintesi dei PRGR vigenti.

Regioni Province	Atti pianificatori per la gestione dei rifiuti
<b>Abruzzo</b>	L.R. n. 45 del 19 dicembre 2007 "Norme per la gestione integrata dei rifiuti". La D.G.R. n. 116 del 16 febbraio 2016 "L.R. 19/12/2007, n. 45 – Linee di indirizzo per l'adeguamento della normativa regionale in materia di gestione dei rifiuti", ha delineato gli indirizzi da attuare nella gestione dei rifiuti nell'ambito delle procedure di adeguamento del PRGR.
<b>Basilicata</b>	PRGR approvato con D.G.R. n. 961 del 9 agosto 2016.
<b>Bolzano</b>	Piano Gestione rifiuti 2000 approvato con D.G.P. n. 6801 del'8 novembre 1993 e successivi aggiornamenti.
<b>Calabria</b>	PRGR approvato con ordinanza del Commissario delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della regione Calabria n. 6294 del 30 ottobre 2007. Linee guida per la rimodulazione del PRGR Calabria, approvate con D.G.R. n. 49 dell'11 febbraio 2013. Con D.G.R. n. 33 del 15 febbraio 2016 è stata approvata la proposta del PRGR e relativo Rapporto Preliminare Ambientale, con la quale è stata avviata la procedura di VAS.

Regioni Province	Atti pianificatori per la gestione dei rifiuti
<b>Campania</b>	PRGR Urbani approvato con D.G.R. n. 8 del 23 gennaio 2012, aggiornamento al Piano adottato con DGR n. 685 del 06 dicembre 2016. PRGR Speciali adottato con D.G.R. n. 212 del 24 maggio 2011.
<b>Emilia Romagna</b>	PRGR approvato con DAL n. 67 del 3 maggio 2016.
<b>Friuli Venezia Giulia</b>	PRGR approvato con DPR n. 0259/Pres del 30 dicembre 2016.
<b>Lazio</b>	PRGR approvato con D.C.R. n. 14 del 18 gennaio 2012 come aggiornamento del precedente Piano approvato con D.C.R. n. 112 del 10 luglio 2002.
<b>Liguria</b>	PRGR approvato con D.C.R. n.14 del 25 marzo 2015.
<b>Lombardia</b>	PRGR approvato con D.G.R. n. 220 del 27 giugno 2005. Con D.G.R. n. 1990 del 20 giugno 2014 la Giunta Regionale ha approvato il Programma regionale di gestione dei rifiuti.
<b>Marche</b>	La Giunta regionale con la D.G.R. n. 34 del 2 febbraio 2015 ha trasmesso la proposta di PRGR all'Assemblea legislativa regionale per la sua definitiva approvazione. PRGR approvato con D.A.C.R. n.128 del 14 aprile 2015.
<b>Molise</b>	PRGR approvato con D.C.R. n. 280 del 22 luglio 2003.
<b>Piemonte</b>	PRGR approvato con DCR n. 140-14161 del 19 aprile 2016.
<b>Puglia</b>	PRGR approvato con D.C.R. n. 204 dell'8 ottobre 2013.
<b>Sardegna</b>	PRGR D.G.R. n. 73/7 del 20 dicembre 2008.
<b>Sicilia</b>	Piano Regionale per la gestione dei rifiuti in Sicilia approvato con decreto del MATTM del 11/07/2012, ai sensi dell'art. 1, comma 2, dell'OPCM 3887/2010 (GU n. 179 del 2/08/2012).
<b>Toscana</b>	Piano regionale di gestione dei rifiuti e bonifica dei siti inquinati approvato con D.C.R. n. 94 del 18 novembre 2014.
<b>Trento</b>	Piano stralcio per la gestione dei rifiuti inerti non pericolosi, approvato con D.G.P. n. 551 il 28 marzo 2013. Piano stralcio provinciale di smaltimento dei rifiuti pericolosi", approvato con deliberazione della Giunta provinciale n. 2593 del 12 novembre 2004. Aggiornamento del Piano Provinciale di Gestione dei Rifiuti - Sezione Rifiuti Urbani", approvato con D.G.P. n. 2175 del 9 dicembre 2014.
<b>Umbria</b>	PRGR approvato con D.C.R. n. .301 del 5 maggio 2009.
<b>Valle d'Aosta</b>	PRGR approvato con D.C.R. n. n.3188/XI del 15 aprile 2003. Con D.C.R. n. 667/XIV del 30 luglio 2014 sono stati approvati i nuovi indirizzi e gli orientamenti per la formulazione di una nuova proposta di adeguamento del PRGR. L'aggiornamento del PRGR è stato adottato con D.C.R. n. 1653/XIV del 16 dicembre 2015.
<b>Veneto</b>	PRGR approvato con D.C.R. n. 30 del 29 aprile 2015.

Tabella 6-5 Piani regionali di gestione dei rifiuti

Per quanto concerne il tema della qualità dell'aria, secondo il D.Lgs. 155/2010, recante "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa", è prevista la predisposizione di un **Piano di tutela della qualità dell'aria**, che deve individuare le misure necessarie al perseguimento dei seguenti obiettivi:

- il raggiungimento dei valori limite e dei livelli critici, per il perseguimento dei valori obiettivo e per il mantenimento del relativo rispetto;
- la riduzione del rischio di superamento dei valori limite, dei valori obiettivo e delle soglie di allarme;
- la gestione della qualità dell'aria ambiente in relazione all'ozono.

Di seguito vengono riportati i Piani regionali relativi al tema della qualità dell'aria.

Regioni Province	Piani regionali qualità dell'aria
<b>Abruzzo</b>	Piano regionale per la tutela della qualità dell'aria approvato con D.G.R. n. 861/c del 13 agosto 2007 e con D.C.R. n. 79/4 del 25 settembre 2007.
<b>Basilicata</b>	-
<b>Bolzano</b>	Piano della qualità dell'aria approvato con D.G.P. n. 1992 del 06 giugno 2005.
<b>Calabria</b>	Piano di tutela della qualità dell'aria approvato con Regolamento Regionale n. 3 del 4 agosto 2008. Con D.G.R. n. 141 del 21 maggio 2015 è stata adottata la Proposta di Piano Regionale di Tutela della Qualità dell'Aria corredata dal Rapporto Ambientale e dalla Sintesi non Tecnica.
<b>Campania</b>	Piano regionale di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria approvato con D.G.R. n. 167 del 14 febbraio 2006 con gli emendamenti approvati dal Consiglio Regionale nella seduta del 27 giugno 2007. Il Piano è stato aggiornato con la DGR n. 811 del 27 dicembre 2012 e con la DGR n. 683 del 23 dicembre 2014.
<b>Emilia Romagna</b>	Piano regionale integrato di qualità dell'aria adottato con D.G.R. n. 1180 del 21 luglio 2014.
<b>Friuli Venezia Giulia</b>	Piano di miglioramento della qualità dell'aria approvato con Decreto del Presidente n. 124 del 31 maggio 2010. Con Decreto del Presidente n. 47 del 15 marzo 2013 approvato l'aggiornamento del Piano di miglioramento della qualità dell'aria.
<b>Lazio</b>	Piano di risanamento della qualità dell'aria approvato con DCR n.66 del 10 dicembre 2009.
<b>Liguria</b>	Piano regionale di risanamento della qualità dell'aria approvato con D.C.R. n. 4 del 21 febbraio 2006.
<b>Lombardia</b>	Piano regionale di risanamento della qualità dell'aria approvato con D.G.R. n. VII/5547 del 10 ottobre 2007. Il nuovo Piano Regionale degli Interventi per la qualità dell'aria, approvato con D.G.R. n. 593 del 6 settembre 2013, costituisce il nuovo strumento di pianificazione e di programmazione regionale in materia di qualità dell'aria.
<b>Marche</b>	Piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria approvato con D.A.C.R. n. 143 del 12 gennaio 2010.
<b>Molise</b>	L.R. n. 16 del 22 luglio 2011 "Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico". Piano di Risanamento, Tutela e Gestione della Qualità dell'Aria sottoposto a procedura di VAS.
<b>Piemonte</b>	Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria approvato contestualmente alla L.R. n. 43 del 7 aprile 2000 e successivi aggiornamenti. Con D.G.R. n. 38-1624 del 23 giugno 2015 è stato approvato il documento di specificazione dei contenuti del nuovo Piano regionale di qualità dell'aria ai fini dell'avvio della procedura di VAS.
<b>Puglia</b>	Piano regionale della qualità dell'aria ambiente approvato con DGR il 12 marzo 2008; Adeguamento della zonizzazione regionale approvata con D.G.R. n. 2979 del 29 dicembre 2011.

Regioni Province	Piani regionali qualità dell'aria
<b>Sardegna</b>	Piano di risanamento della qualità dell'aria approvato con L.R. n. 55/6 del 29 novembre 2005.
<b>Sicilia</b>	Piano regionale di coordinamento per la tutela della qualità dell'aria approvato con Decreto assessoriale n. 176/GAB del 9 agosto 2007.
<b>Toscana</b>	Piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria approvato con D.C.R. n. 44, del 25 giugno 2008.
<b>Trento</b>	Piano di tutela della qualità dell'aria approvato con D.G.R. n. 2051 del 21 settembre 2007.
<b>Umbria</b>	Piano regionale della qualità dell'aria approvato con D.C.R. n. 296 del 17 dicembre 2013.
<b>Valle d'Aosta</b>	Piano regionale per il risanamento, il miglioramento e il mantenimento della qualità dell'aria approvato con L.R. n. 2 del 30 gennaio 2007. Aggiornamento del Piano per il novennio 2016/2024 approvato con L.R. n. 23 del 25 novembre 2016.
<b>Veneto</b>	Piano regionale di tutela e risanamento dell'atmosfera approvato con D.C.R. n. 57 del 11 novembre 2004. Aggiornamento approvato con DCR n.90 del 19 aprile 2016.

Tabella 6-6 Piani regionali di gestione della qualità dell'aria

### 6.2.3 Pianificazione a livello interregionale e sub regionale

Rispetto alla pianificazione interregionale si è convenuto nel considerare il **Piano Gestione del Rischio Alluvioni** ed il **Piano di Gestione Acque** che ogni Distretto idrografico individuato nell'ambito del territorio nazionale è tenuto a redigere, in attuazione della Direttiva relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi alluvioni 2007/60/CE e della Direttiva quadro sulle acque 2000/60/CE.

Il territorio nazionale è ripartito in 8 distretti idrografici, per ciascuno dei quali è riportato nella tabella seguente lo stato pianificatorio in materia di acque e alluvioni. Come si evince dalla sottostante elencazione, allo stato attuale, la maggior parte di detta pianificazione si trova in fase approvativa.

Distretto idrografico	Pianificazione
<b>Alpi orientali</b>	Piano di Gestione del Distretto idrografico delle Alpi orientali approvato con DPCM 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 25 del 31 gennaio 2017). Piano di Gestione del Rischio Alluvioni approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 29 del 4 febbraio 2017).
<b>Padano</b>	Secondo Piano di Gestione delle acque del Distretto idrografico Padano approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 25 del 31 gennaio 2017). Piano di Gestione del Rischio Alluvioni approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 30 del 6 febbraio 2017).
<b>Appennino settentrionale</b>	Piano di Gestione delle Acque approvato dell'Appennino settentrionale approvato con DPCM 27 ottobre 2016 (pubblicato in G.U. n. 25 del 31 gennaio 2017). Piano di Gestione del Rischio alluvioni approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 28 del 3 febbraio 2017).
<b>Serchio</b>	Secondo Piano di Gestione delle Acque del Distretto idrografico del fiume Serchio approvato con DPCM 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 25 del 31 gennaio 2017).

Distretto idrografico	Pianificazione
	Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 29 del 4 febbraio 2017).
<b>Appennino centrale</b>	Piano di Gestione del Distretto idrografico dell'Appennino Centrale approvato con DPCM del 5 luglio 2013 (GU Serie Generale n. 34 dell'11 febbraio 2014). Piano di Gestione del Rischio Alluvioni del Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 28 del 3 febbraio 2017).
<b>Appennino meridionale</b>	Secondo Piano di Gestione delle Acque del Distretto idrografico dell'Appennino meridionale approvato con DPCM 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 25 del 31 gennaio 2017). Piano di Gestione del Rischio Alluvioni approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 28 del 3 febbraio 2017).
<b>Sardegna</b>	Secondo Piano di Gestione delle Acque del Distretto idrografico della Sardegna approvato con DPCM 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 25 del 31 gennaio 2017). Piano di Gestione del Rischio Alluvioni approvato con DPCM del 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 30 del 6 febbraio 2017).
<b>Sicilia</b>	Secondo Piano di Gestione delle Acque del Distretto idrografico della Sicilia approvato con DPCM 27 ottobre 2016 (GU Serie Generale n. 25 del 31 gennaio 2017). Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni adottato con DP n.47/Serv.5/SG del 18 febbraio 2016 (GU Regione siciliana dell'11 marzo 2016), in corso di procedura VAS.

Tabella 6-7 Stato pianificatorio dei Distretti idrografici nazionali

Per quanto concerne la pianificazione sub regionale, si individuano due strumenti di pianificazione che si ritiene opportuno considerare: il Piano di assetto idrogeologico e il Piano di gestione delle aree appartenenti alla Rete Natura 2000.

Data la mole di tale tipologia di piani presenti sul territorio italiano, si è scelto, in questa fase, di considerare direttamente quelli inerenti le Azioni operative di nuova realizzazione previste dal PdS in esame secondo l'impostazione metodologica successivamente illustrata al cap. 9.

Il **Piano per l'Assetto Idrogeologico** (o PAI) è uno strumento fondamentale della politica di assetto territoriale delineata dalla legge 183/89, viene avviata in ogni regione la pianificazione di bacino, esso ne costituisce il primo stralcio tematico e funzionale. Il PAI, redatto ai sensi dell'art. 17, comma 6 ter, della L. 183/89, dell'art. 1, comma 1, del D.L. 180/98, convertito con modificazioni dalla L. 267/98, e dell'art. 1 bis del D.L. 279/2000, convertito con modificazioni dalla L. 365/2000, ha valore di Piano Territoriale di Settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni, gli interventi e le norme d'uso riguardanti la difesa dal rischio idrogeologico dei territori.

Si riportano nella tabella seguente le Autorità di bacino e i relativi PAI riguardanti le aree di studio oggetto del presente Rapporto Preliminare Ambientale.

Area	Piano Assetto Idrogeologico
<b>della provincia di Aosta</b>	Piano di Assetto Idrogeologico predisposto dall'Autorità di bacino del fiume Po approvato con DPCM 24 maggio 2001 e successive varianti
<b>della provincia di Sondrio</b>	Piano di Assetto Idrogeologico predisposto dall'Autorità di bacino del fiume Po approvato con DPCM 24 maggio 2001 e successive varianti
<b>della provincia di Milano</b>	Piano di Assetto Idrogeologico predisposto dall'Autorità di bacino del fiume Po approvato con DPCM 24 maggio 2001 e successive varianti
<b>della provincia di Bologna</b>	Piano di Assetto Idrogeologico predisposto dall'Autorità di bacino del fiume Po approvato con DPCM 24 maggio 2001 e successive varianti Variante ai Piani Stralcio del bacino idrografico del Fiume Reno finalizzata al coordinamento tra tali Piani e il Piano Gestione Rischio Alluvioni (PGRA) adottata con delibera C.I. n. 3/1 del 07 novembre 2016
<b>della provincia di Chieti</b>	Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico dei bacini idrografici di rilievo regionale abruzzesi e del bacino interregionale del fiume Sangro approvato con DCR n. 94/5 del 29 gennaio 2008 per il territorio dei bacini regionali e con DCR n. 101/5 del 29 aprile 2008 per il territorio del bacino interregionale del fiume Sangro
<b>della provincia di Foggia</b>	Piano di Assetto Idrogeologico predisposto dall'Autorità di bacino Puglia approvato dal Comitato Istituzionale con Delibera n. 39 del 30 novembre 2005, e successivi aggiornamenti

Tabella 6-8 Piani di assetto idrogeologico relativi alle aree di studio

Per quanto concerne i **Piani di gestione dei siti Natura 2000**, nell'ambito del progetto LIFE99NAT/IT/006279 denominato "Verifica della rete Natura 2000 in Italia e modelli di gestione", di cui la Direzione per la Protezione della Natura del MATTM è stata beneficiaria, è stato redatto il documento "Manuale per la gestione dei Siti Natura 2000". Tale manuale, oltre a presentare il quadro di riferimento normativo europeo, nazionale e regionale nel cui ambito è inserita l'istituzione della Rete Natura 2000, descrive le ricadute nell'applicazione nazionale della Valutazione di incidenza e fornisce degli orientamenti gestionali, indicando obiettivi ed elementi che devono caratterizzare i piani di gestione dei siti della Rete Natura 2000. Il manuale costituisce dunque un riferimento tecnico-scientifico per elaborare un piano di gestione o per integrare gli strumenti di pianificazione territoriale con i quali, in prima istanza, qualunque strumento che ha come scopo la conservazione e la gestione di risorse naturali deve interagire. Il piano di gestione è previsto quale "misura di conservazione" allo scopo di disciplinare le attività del territorio e proporre interventi di gestione attiva dei siti, per consentire di mantenerli in un buono stato di conservazione, e stabilire regole mirate alla tutela della singola emergenza da proteggere.

L'obiettivo generale di un piano di gestione per un qualsiasi sito della Rete Natura 2000 è quello di realizzare la finalità della direttiva, ovvero di "contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali nonché della flora e della fauna selvatiche nel territorio europeo degli Stati membri al quale si applica il Trattato", salvaguardando l'efficienza e la funzionalità degli habitat e/o delle specie alle quali il sito è "dedicato". Nel piano di gestione si realizza inoltre

uno degli obiettivi principali della direttiva "Habitat", che consiste nella necessità di tener conto delle esigenze economiche e sociali della popolazione nel disciplinare l'uso del territorio.

I piani di gestione costituiscono gli strumenti per consentire:

- l'aggiornamento del quadro conoscitivo;
- l'individuazione eventuali minacce e criticità;
- la predisposizione attività di salvaguardia e tutela;
- il ripristino ambienti degradati;
- lo sviluppo sostenibile del territorio.

Di seguito l'elenco dei siti appartenenti alla Rete Natura 2000 e l'indicazione degli eventuali Piani di gestione di siti esistenti ad essi correlati<sup>14</sup> per ciascuna area di studio in esame.

Area	Rete Natura 2000	
	Denominazione	Piano di gestione
<b>della provincia di Aosta</b>	-	-
<b>della provincia di Sondrio</b>	-	-
<b>della provincia di Milano</b>	-	-
<b>della provincia di Bologna</b>	SIC/ZPS IT4050031 - Cassa di espansione del Torrente Samoggia	Piano di gestione approvato con DGR Emilia Romagna n. 742 del 23 maggio 2016
<b>della provincia di Chieti</b>	SIC IT7140215 - Lago di Serranella e colline di Guarenna	-
<b>della provincia di Foggia</b>	-	-

Tabella 6-9 Siti Natura 2000 presenti nelle aree di studio e i relativi Piani di gestione

<sup>14</sup> I Piani considerati sono quelli relativi ai Siti appartenenti alla Rete Natura 2000 ricadenti nelle aree di studio come individuate per le caratterizzazioni ambientali di cui al capitolo 7.

## 7 CARATTERIZZAZIONE AMBIENTALE

### 7.1 Premessa

Per quanto attiene alla caratterizzazione ambientale delle porzioni territoriali interessate dai Piani di sviluppo, i temi che rivestono particolare rilevanza sotto il profilo metodologico attengono a:

- identificazione delle porzioni territoriali oggetto di caratterizzazione ambientale;
- definizione delle modalità di caratterizzazione ambientale.

Per quanto riguarda il primo tema sono state distinte due tipologie di porzioni territoriali interessate dai Piani di sviluppo:

- **Aree territoriali:** Porzione di territorio interessata da una o più azioni operative di Piano;
- **Aree di studio:** Porzione di territorio interessata da una sola azione di Piano e dimensionalmente definita in relazione alla tipologia di azione.

Relativamente al secondo tema, sulla scorta delle indicazioni contenute nell'Allegato VI alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e smi, ed in ragione delle logiche di lavoro e delle risultanze emerse in sede di elaborazione del Rapporto preliminare ambientale dei PdS 2013-2014-2015, la caratterizzazione ambientale delle porzioni territoriali interessate dalle azioni del PdS è stata condotta sulla base delle categorie e delle tipologie di elementi di cui alla seguente Tabella 7-1.

Categorie	Tipologie di elementi	Specifiche e fonti informative
<i>Patrimonio naturale</i>	Aree il cui particolare pregio naturale è riconosciuto da provvedimenti di tutela	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Aree naturali protette ex lege 394/91 (Parchi e Riserve, sia nazionali che regionali, Aree marine)</li> <li>– Siti Natura 2000 (SIC, ZSC e ZPS)</li> <li>– Important Bird Areas (IBA), aree internazionalmente riconosciute come habitat importanti per la conservazione dell'avifauna</li> <li>– Zone umide di importanza internazionale definite dalla Convenzione di Ramsar</li> </ul>
	Elementi primari delle reti ecologiche	– Aree Core e corridoi primari (Fonte: Pianificazione territoriale)
	Aree a valenza naturale e semi-naturale	– Aree a vegetazione naturale non soggette a provvedimenti di tutela, aree a vegetazione semi-naturale, ed aree agricole di pregio (Fonte: classi di uso suolo Corine Land Cover; Pianificazione territoriale)
	Aspetti orografici	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Rete idrografica</li> <li>– Morfologia</li> </ul>
<i>Beni culturali e beni paesaggistici</i>	Beni la cui particolare valenza è riconosciuta da provvedimenti di vincolo	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Aree soggette a vincolo paesaggistico ai sensi dell'art. 136 "Immobili ed aree di notevole interesse pubblico" del D.lgs. 42/2004 e smi (Fonte: Pianificazione paesistica e/o SITAP)</li> <li>– Aree soggette a vincolo paesaggistico per effetto dell'art. 142 "Aree tutelate per legge" del D.lgs. 42/2004 e smi (Fonte: Pianificazione paesistica e/o SITAP)</li> </ul>

Categorie	Tipologie di elementi	Specifica e fonti informative
	Beni la cui particolare valenza è riconosciuta da provvedimenti di tutela	– Siti UNESCO, distinti per Area Core e Buffer, in valore assoluto e in percentuale rispetto all'estensione del sito – Aree soggette a disposizioni di tutela dei Piani paesaggistici e/o altri strumenti di pianificazione territoriale
	Patrimonio monumentale	– (Fonte: Carta del Rischio – ICR)
	Centri storici	– (Fonte: Pianificazione territoriale e paesaggistica)
	Aree a rischio paesaggistico	– (Fonte: Carta del Rischio – ICR)
	Aree di riqualificazione paesaggistica	– (Fonte: Pianificazione paesaggistica)
<i>Sistema insediativo</i>	Aree di localizzazione / concentrazione popolazione	– Aree a diversa densità insediativa (Fonte: classi di uso suolo Corine Land Cover)
	Reti infrastrutturali	– Assi ed aree (Fonte: classi di uso suolo Corine Land Cover)
<i>Rischi naturali e antropici</i>	Aree a pericolosità e rischio idrogeologico	– (Fonte: Pianificazione di bacino)
	Aree contaminate	– Aree contaminate per superamento delle concentrazioni soglia di rischio nelle matrici ambientali suolo/sottosuolo e acque sotterranee (Fonte: Siti di interesse nazionale e regionale e da sottoporre a bonifica)

Tabella 7-1 Informazioni utilizzate per la caratterizzazione ambientale dei territori interessati dalle azioni del PdS

## 7.2 La definizione dell'ambito di analisi

La caratterizzazione ambientale viene effettuata per le aree territoriali interessate da tutte quelle Azioni previste dal PdS che potrebbero potenzialmente generare effetti ambientali significativi.

In tal senso, sono state prese in considerazione tutte le Azioni Operative (funzionalizzazione su asset esistenti, demolizione di asset esistenti, realizzazione di nuovi elementi infrastrutturali), tralasciando quindi le Azioni gestionali previste, ovverosia quella tipologia di Azioni che intervengono sulla rete di trasmissione senza operarne alcuna modifica e per le quali gli effetti ambientali sono assenti.

Come premesso, con il termine "Area di studio" si è inteso definire la porzione di territorio interessata da una sola azione di Piano e dimensionalmente definita in relazione alla tipologia di azione.

In coerenza con tale definizione, il criterio generale sulla scorta del quale è stata operata l'individuazione delle aree di studio è stato identificato nella correlazione tra tipologie di azioni ed effetti ambientali potenzialmente generati da ciascuna di esse, assumendo con ciò le aree di studio come la porzione territoriale entro la quale è ragionevole ritenere che si risolvano gli effetti territorializzabili.

Sulla base di detto criterio sono state definite le aree di studio relative alle seguenti casistiche:

**Area di studio per le Azioni di funzionalizzazione:** sia nel caso di opere lineari che di quelle puntuali, è stata considerata la porzione territoriale compresa entro 60 metri dall'opera stessa. Nello specifico, nel caso di opera lineare, tale area è stata considerata a partire dall'asse della linea, dando così origine ad una fascia di larghezza complessiva pari a 120 metri (cfr. Figura 7-1).

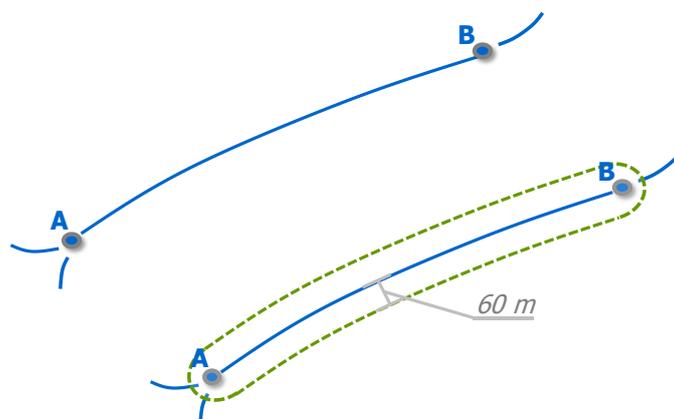


Figura 7-1 Area di studio azione di funzionalizzazione di un'opera lineare

Nel caso di opera puntuale, l'ampiezza dell'area di studio è stata assunta a partire dall'impronta dell'opera stessa (cfr. Figura 7-2).

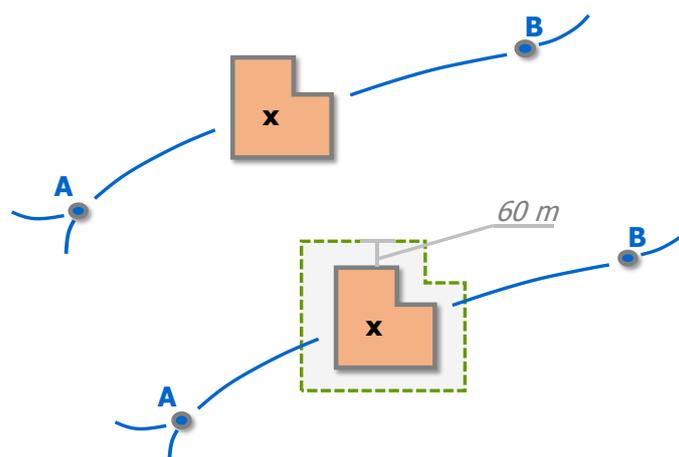


Figura 7-2 Area di studio azione di funzionalizzazione di un'opera puntuale

**Area di studio per Azioni di demolizione:** la definizione delle relative aree di studio è stata la medesima di quelle riguardanti le Azioni di funzionalizzazione. In tal senso, nel caso di opera lineare, l'ampiezza di 60 metri è stata considerata a partire dall'asse della linea da demolire, arrivando con ciò ad una larghezza complessiva di 120 metri (cfr. Figura 7-3).

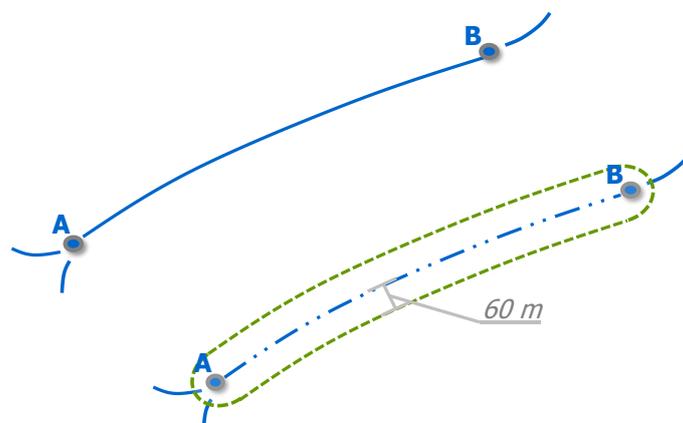


Figura 7-3 Area di studio azione di demolizione di un'opera lineare

Per le opere puntuali, è stata considerata una fascia di larghezza a pari a 60 metri a partire dalla loro impronta (cfr. Figura 7-4).

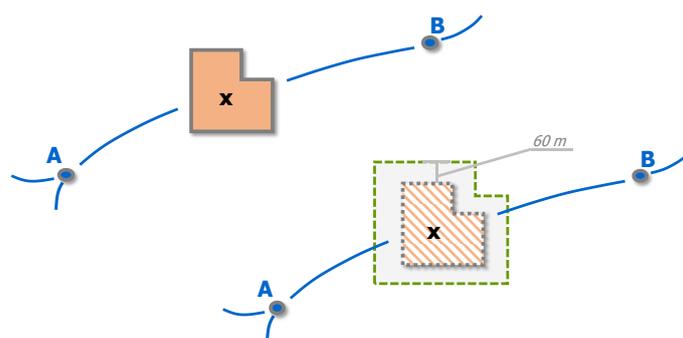


Figura 7-4 Area di studio azione di demolizione di un'opera puntuale

**Area di studio per le Azioni di nuova infrastrutturazione:** nel caso di nuove opere lineari si prendono a riferimento i nodi della RTN che si trovano alle estremità della zona dove è manifestata l'esigenza elettrica da soddisfare; si è fatto riferimento ai baricentri delle località per le quali sono emerse le esigenze elettriche al fine di risolvere le criticità tra le due zone. La puntuale individuazione dei punti da collegare sarà effettuata da Terna nel corso degli approfondimenti progettuali. L'area di studio è espressione non di un sito di intervento o di un canale di infrastrutturazione, quanto invece dello spazio di attuazione di un'azione di Piano che, nella successiva fase progettuale, potrà concretizzarsi attraverso "n" possibili soluzioni di tracciato. Nello specifico, per le azioni di Piano che si sviluppano attraverso opere lineari, l'area di studio è stata assunta considerando una porzione territoriale di forma pressoché ellittica, il cui lato maggiore è posto in coincidenza con la direttrice che unisce i due nodi della RTN ed il lato minore è pari circa al 60% del maggiore (cfr. Figura 7-5).

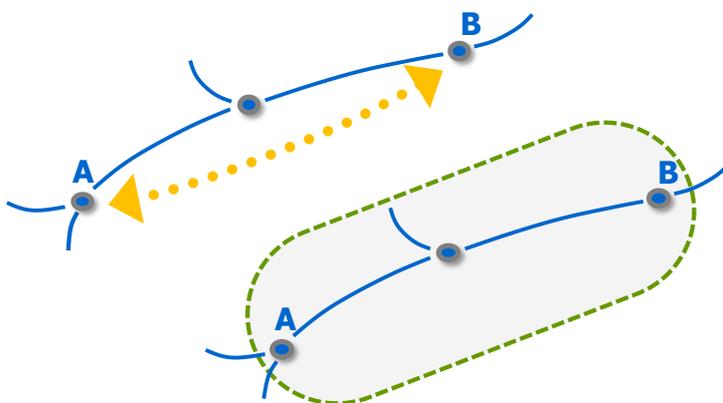


Figura 7-5 Area di studio azione nuova opera lineare

Nel caso di azioni di Piano che prevedano la realizzazione di una nuova stazione, l'area di studio è stata calcolata come porzione territoriale di forma circolare (cfr. Figura 7-6) centrata sul punto della RTN oggetto dell'azione di nuova realizzazione ed avente raggio di 4 km (si considera un'area circolare di raggio 2 km nel caso l'ubicazione della stazione sia nota con precisione, diversamente, si ritiene di raddoppiare l'estensione dell'area di studio per tenere da conto il margine di incertezza che potrà essere sanato solo in una successiva fase di definizione dell'intervento).

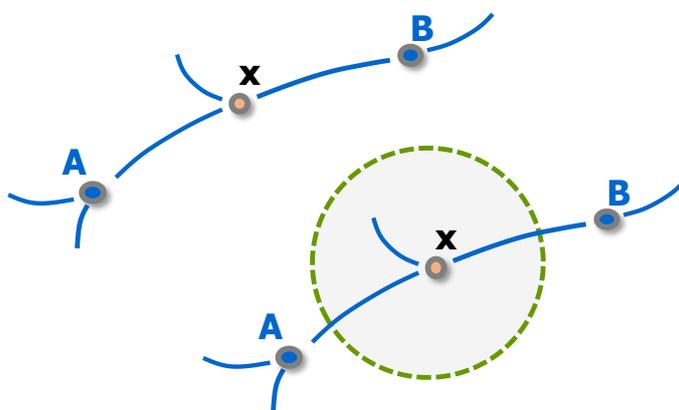


Figura 7-6 Area di studio nuova opera puntuale

Si evidenzia che nel caso di opere lineari terrestri, qualora nell'area di studio ricadano anche porzioni di mare, considerando che le stesse opere non interesseranno la zona a mare, proprio perché terrestri, nella costruzione dell'area non sarà considerata la parte marina. Tale principio risulta valido anche nel caso opposto in cui, ad esempio, è prevista la costruzione di un cavo marino: in questo caso non saranno considerate come interessate le eventuali aree terrestri.

Di seguito è riportata un'illustrazione sintetica delle aree di studio individuate per ciascuna tipologia di azione operativa e di opera prevista dai PdS.

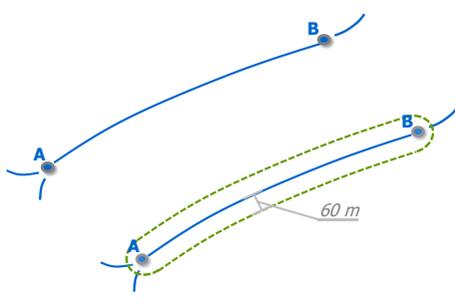
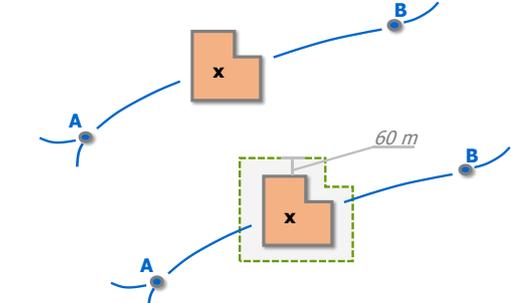
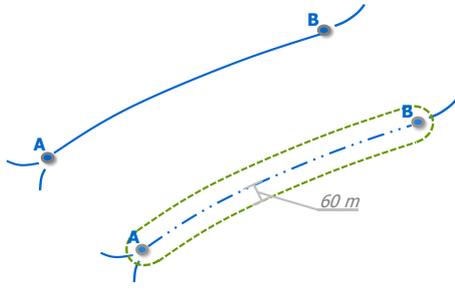
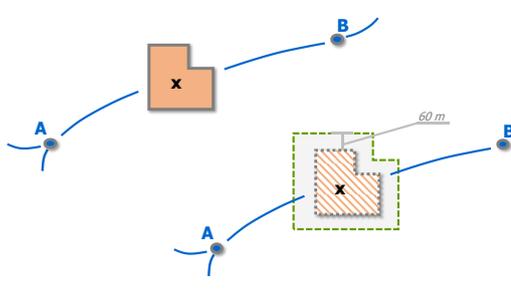
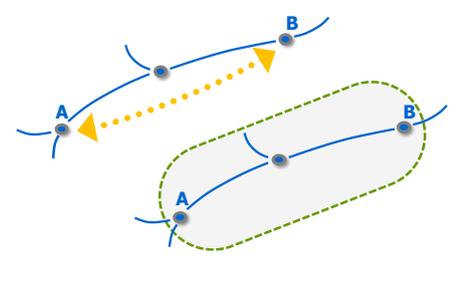
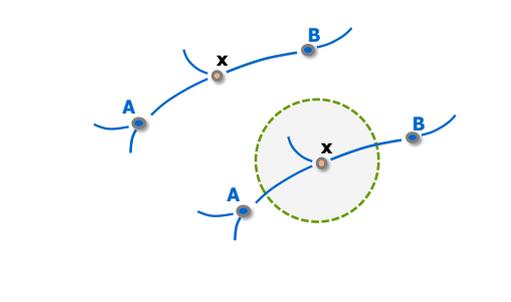
		Tipologia opera	
		Opera lineare	Opera puntuale
Tipologia Azione operativa	Azioni di funzionalizzazione		
	Azioni di demolizione		
	Azioni di nuova infrastrutturazione		

Figura 7-7 Area di studio relativa ad azione operativa e tipologia di opera

Sulla scorta della metodologia illustrata nel paragrafo precedente, la caratterizzazione ambientale di seguito riportata è stata effettuata per le aree territoriali interessate da tutte quelle Azioni previste dai PdS della RTN che potrebbero potenzialmente generare effetti ambientali significativi.

Tali aree, per le quali è stata effettuata la caratterizzazione ambientale, sono riportate nella tabella seguente.

Aree territoriali	Interventi del PdS 2017	Azioni operative del PdS 2017
Area della provincia di Aosta	1 Rete 132 kV provincia Aosta	1A Inserimento sezionatori su palo esistente presso Signayes all.
Area della provincia di Sondrio	2 Stazione 220 kV Tirano	2A Installazione reattanze presso la SE 220 kV Tirano
Area della provincia di Milano	3 Riassetto rete 132 kV area Rho	3A Nuova SE 132 kV presso la CP Rho
		3B Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"
		3C Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"
		3D Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Rho – Settimo"
Area della provincia di Bologna	4 Direttrice 132 kV Martignone - Castel maggiore	4A Integrazione con la RTN direttrice 132 kV tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore
Area della provincia di Chieti	5 Rimozione derivazione rigida S. Angelo	5A Ricostruzione linea in doppia terna presso A.S. Angelo
Area della provincia di Foggia	6 Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	6A Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornarella e Stornara
		6B Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornara e la Cerignola FS

Tabella 7-2 Le aree territoriali del PdS 2017

Si evidenzia che, al fine di fornire una completa descrizione delle aree naturali tutelate potenzialmente interessate dall'attuazione del PdS in esame, è stato predisposto il par. 7.3.7 nel quale sono riportate per ciascuna area di studio: l'ubicazione delle aree naturali tutelate, il loro grado di interessamento e la loro descrizione. Le aree naturali considerate sono:

- le aree appartenenti alla Rete natura 2000 (SIC, ZSC e ZPS);
- le aree appartenenti all'elenco ufficiale delle aree protette (EUAP);
- le important bird area (IBA);
- le aree Ramsar;
- le aree appartenenti al patrimonio naturale dell'UNESCO.

Si specifica infine che, in riferimento alle aree territoriali interessate dalle Azione Operative - Interventi di realizzazione nuovi elementi infrastrutturali, che per loro natura comportano per l'appunto la realizzazione di nuovi elementi infrastrutturali della rete di trasmissione, andando così ad interessare nuovo territorio, è stato realizzato un ulteriore studio contenuto nell'Allegato I al presente Rapporto Preliminare Ambientale, denominato "Caratterizzazione Ambientale", al quale si rimanda per ulteriori approfondimenti.

### 7.3 Caratterizzazione ambientale delle aree interessate dal PdS 2017

#### 7.3.1 L'area della provincia di Aosta

Al fine di consentire un adeguato livello di affidabilità e flessibilità di esercizio della rete nell'area della provincia di Aosta, è previsto *l'inserimento di sezionatori su palo esistente presso Signayes all. (azione 1A).*

L'area di studio interessata dall'azione occupa complessivamente una superficie di circa 0,01 km<sup>2</sup> (raggio di 60 m con centro sul palo) come rappresentato in Figura 7-8.



#### Legenda

 Area di studio

Figura 7-8 Area di studio dell'azione presso "Signayes all." esistente

L'area interessa solo il comune di Aosta, così come riportato nella tabella seguente.

Provincia	Comune	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Densità abitativa [ab/km <sup>2</sup> ]
Aosta	Aosta	21,4	1.609

Tabella 7-3 Comuni interessati dall'azione presso Signayes all. esistente

Si evidenzia che nell'area di studio non sono presenti aree appartenenti alla Rete Natura 2000, aree Ramsar, aree EUAP, Important Bird Areas, né siti appartenenti al patrimonio dell'UNESCO.

Per quanto concerne il tema dell'uso del suolo, l'area di studio è caratterizzata da zone agricole eterogenee, che occupano completamente l'area di indagine.

L'area di studio non è attraversata da corsi d'acqua.

### 7.3.2 L'area della provincia di Sondrio

Al fine di garantire un adeguato profilo di tensione sulle lunghe direttrici 220 kV che collegano l'alta Valtellina ai carichi dell'area di Milano è prevista l'installazione di un banco di reattanze presso la SE esistente 220 kV Tirano (azione 2A).

L'area di studio interessata dall'azione occupa complessivamente una superficie di circa 0,03 km<sup>2</sup> (buffer di 60 m dall'impronta della stazione esistente), come rappresentata in Figura 7-9.



#### Legenda

 Stazione

 Area di studio

Figura 7-9 Area di studio dell'azione sulla stazione esistente 220 kV Tirano

L'area ricade nella provincia di Sondrio, in particolare nei seguenti comuni:

Provincia	Comune	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Densità abitativa [ab/km <sup>2</sup> ]
Sondrio	Tirano	32,4	285,3
	Villa di Tirano	24,7	120,0

Tabella 7-4 Comuni interessati dall'azione sulla stazione esistente 220 kV Tirano

Nell'immagine seguente sono riportati i Comuni attraversati dal percorso della direttrice.

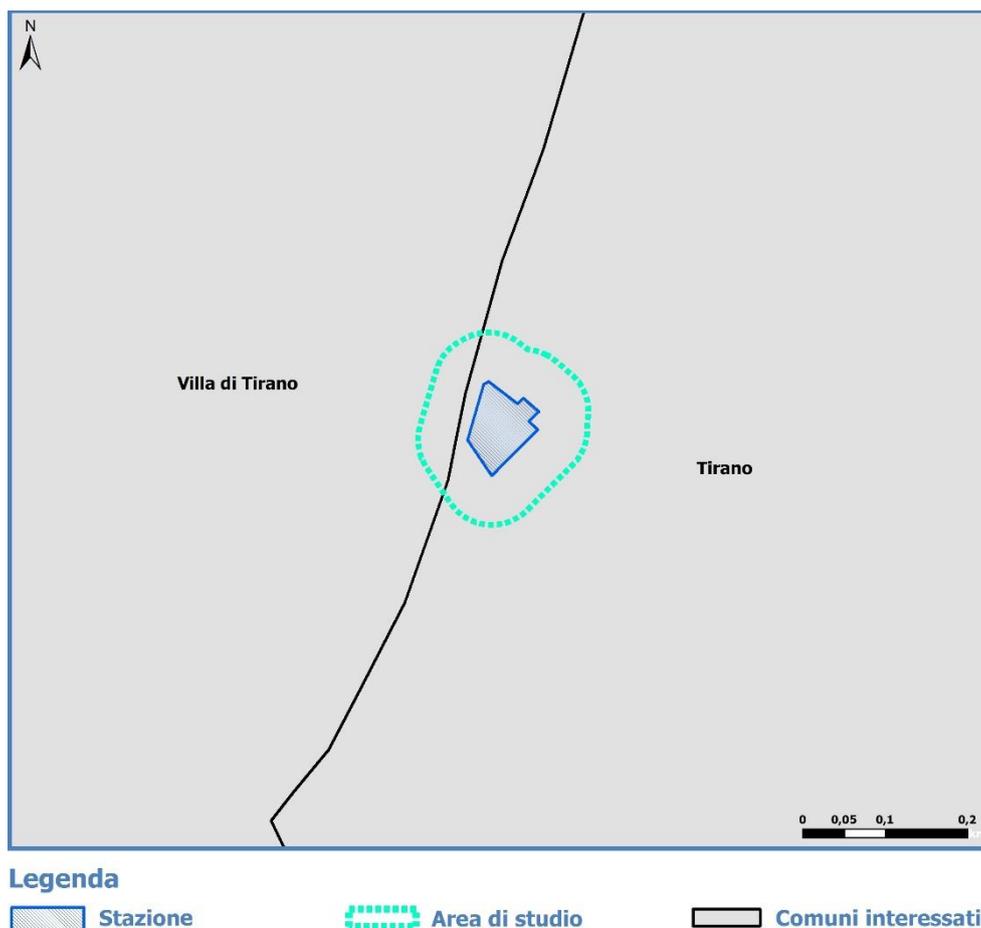


Figura 7-10 Comuni interessati dall'azione sulla stazione esistente 220 kV Tirano

Si evidenzia che nell'area di studio non sono presenti aree appartenenti alla Rete Natura 2000, aree Ramsar, aree EUAP, Important Bird Areas, né siti appartenenti al patrimonio dell'UNESCO.

Per quanto concerne il tema dell'uso del suolo, l'area di studio è caratterizzata prevalentemente dalla presenza di superfici agricole utilizzate, che occupano circa il 98% dell'intera area di indagine.

L'area di studio è attraversata dal corso d'acqua Poschiavino.

Di seguito la Tabella 7-5 inerente le categorie di uso del suolo presenti nell'area di studio (fonte: Corine Land Cover 2012).

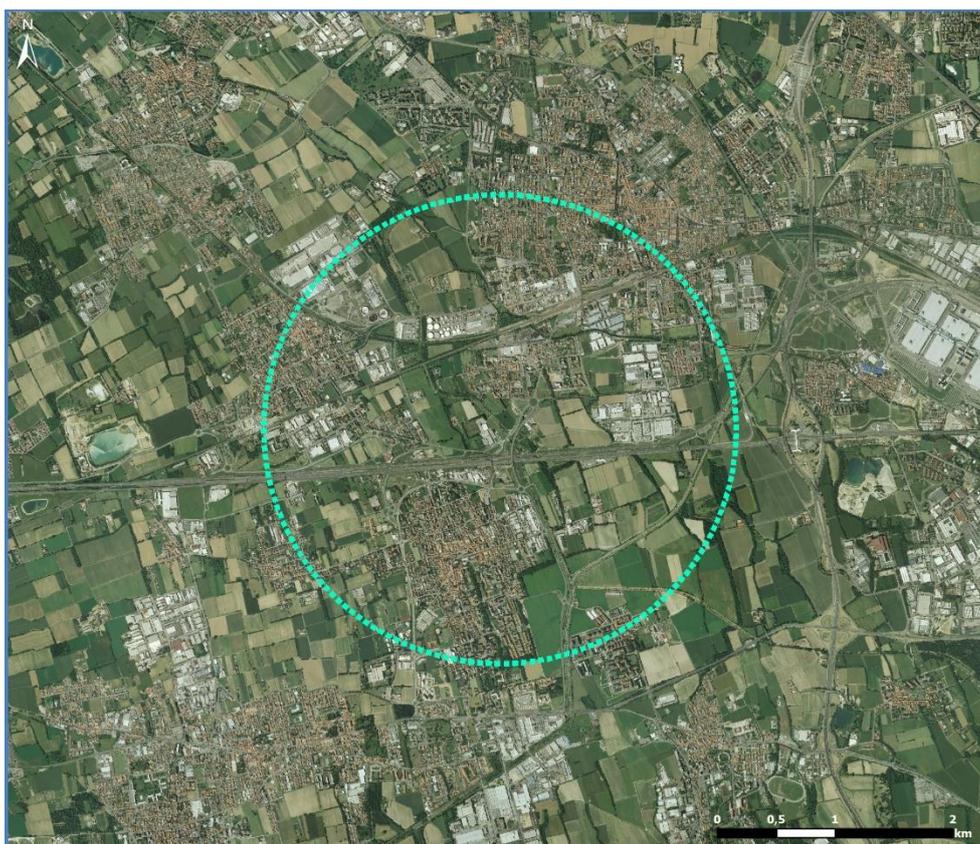
Categorie uso suolo		km <sup>2</sup>	%
24	Superfici agricole utilizzate	0,029	98
12	Superfici artificiali	0,001	2

Tabella 7-5 Uso suolo area di studio dall'azione sulla stazione esistente 220 kV Tirano

### 7.3.3 L'area della provincia di Milano

Al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete nell'area della provincia di Milano compresa tra le stazioni di Baggio e Ospiate, sarà studiata la possibilità di *realizzare una nuova stazione di smistamento presso l'attuale Cabina Primaria di Rho (azione 3A)*, raccordando anche la rete ex-RFI, e *rimuovendo le limitazioni sugli attuali elettrodotti 132 kV esistenti "Ospiate – Lainate" (azione 3B), "Lainate – Rho" (azione 3C) e "Rho – Settimo" (azione 3D)*.

L'area di studio interessata dall'azione di *realizzazione di una nuova stazione di smistamento presso l'attuale Cabina Primaria di Rho (azione 3A)* occupa complessivamente una superficie di circa 12,56 km<sup>2</sup> come rappresentata in Figura 7-11.



#### Legenda

 Area di studio

Figura 7-11 Area di studio della azione di realizzazione di una nuova stazione di smistamento presso l'attuale CP di Rho

L'area in questione ricade nella provincia di Milano ed in particolare nei seguenti comuni:

Provincia	Comune	Residenti	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Densità [ab/km <sup>2</sup> ]
Milano	Cornaredo	20.459	11,07	1.859,90
	Pregnana Milanese	7.204	5,07	1.440,80
	Rho	50.434	22,24	2.292,50
	Settimo Milanese	19.913	10,72	1.810,30

Tabella 7-6 Comuni ricadenti nell'area della azione di realizzazione di una nuova stazione di smistamento presso l'attuale CP di Rho

Nell'immagine seguente sono riportati i Comuni ricompresi all'interno dell'area di studio.

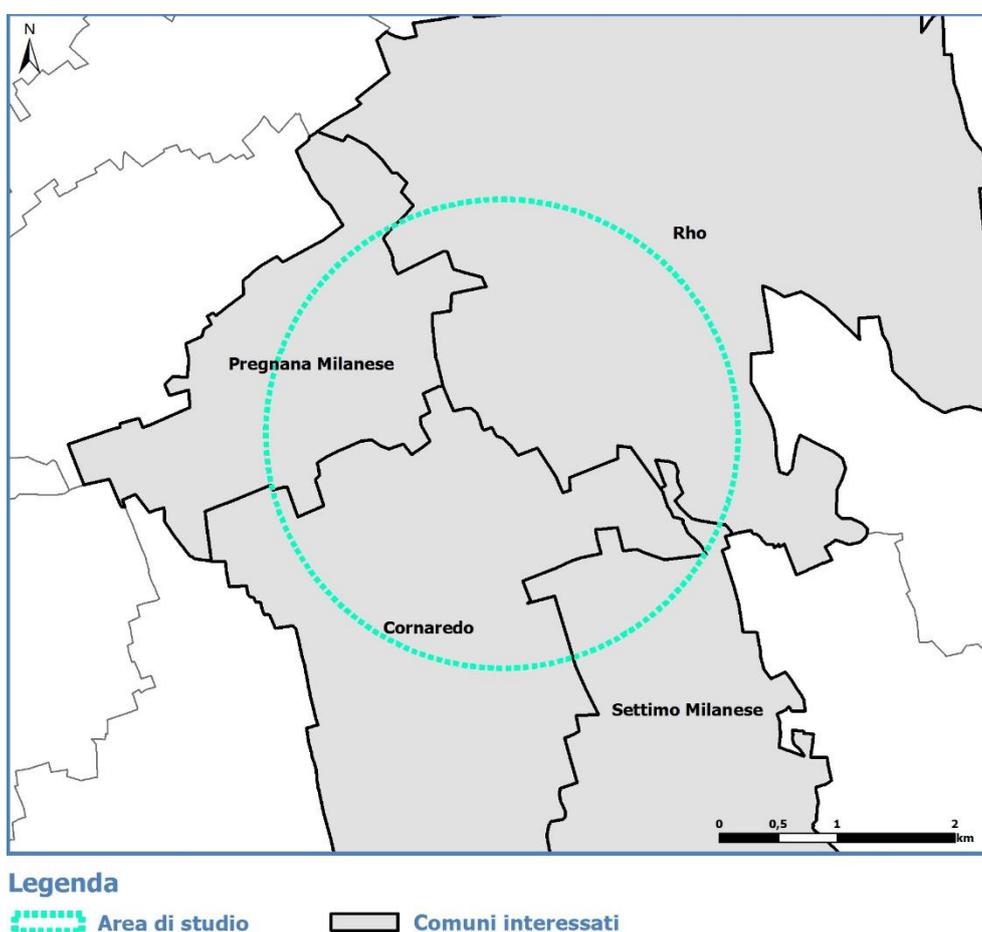


Figura 7-12 Comuni ricadenti nell'area della azione di realizzazione di una nuova stazione di smistamento presso l'attuale CP di Rho

Si evidenzia che nell'area di studio non sono presenti aree appartenenti alla Rete Natura 2000, aree Ramsar, aree EUAP, Important Bird Areas, né siti appartenenti al patrimonio dell'UNESCO.

Si segnala invece la presenza all'interno dell'area indagata di una porzione di Parco regionale Agricolo Sud Milano e del Parco Locale di Interesse Sovracomunale (PLIS) del Basso Olona che sono parte delle aree naturali protette costituenti il Piano generale delle aree protette lombarde ai sensi della

LR n. 86 del 30 novembre 1983. Per la descrizione di tali aree naturali protette ed il loro rapporto con l'area di studio indagata si rimanda al par. 7.3.7.2.

Per quanto attiene il patrimonio storico e paesaggistico, all'interno dell'area di studio sono ricompresi beni culturali (ai sensi dell'art. 10 del D.lgs. 42/2004 e smi), aree di notevole interesse pubblico (ex art. 136 del D.lgs. 42/2004 e smi) e aree tutelate per legge (ex art. 142 del D.lgs. 42/2004 e smi).

Nella tabella seguente è riportata l'estensione dell'area vincolata dagli art. 10, 136 e 142 del D.Lgs. 42/2004 e smi. Per approfondimenti sulla tematica si rimanda a quanto descritto nell'Allegato I.

Denominazione vincolo	Area di studio occupata dal vincolo	
	[km <sup>2</sup> ]	[%]
<i>Beni culturali puntuali</i>	1,24	9,87
<i>Aree di notevole interesse pubblico – Art. 136</i>	0,22	1,76
<i>Aree tutelate per legge - Art.142 - let. c</i>	0,98	7,78
<i>Aree tutelate per legge - Art. 142 - let. g</i>	0,62	4,97
<i>Aree tutelate per legge - Art. 142 - let. f</i>	4,74	37,76

Tabella 7-7 Aree vincolate presenti nell'area di studio

Per quanto concerne l'uso del suolo, l'area di studio è caratterizzata per oltre il 50% da zone urbanizzate di tipo residenziale, la restante parte è invece composta in misura maggiore dalla componente agricola di tipo seminativo ed in misura minore da zone commerciali ed infrastrutturali e da zone industriali. L'area di studio non coinvolge aree a vocazione naturale e semi-naturale.

L'area di studio è attraversata dal Fiume Olona e dal Torrente Bozzente.

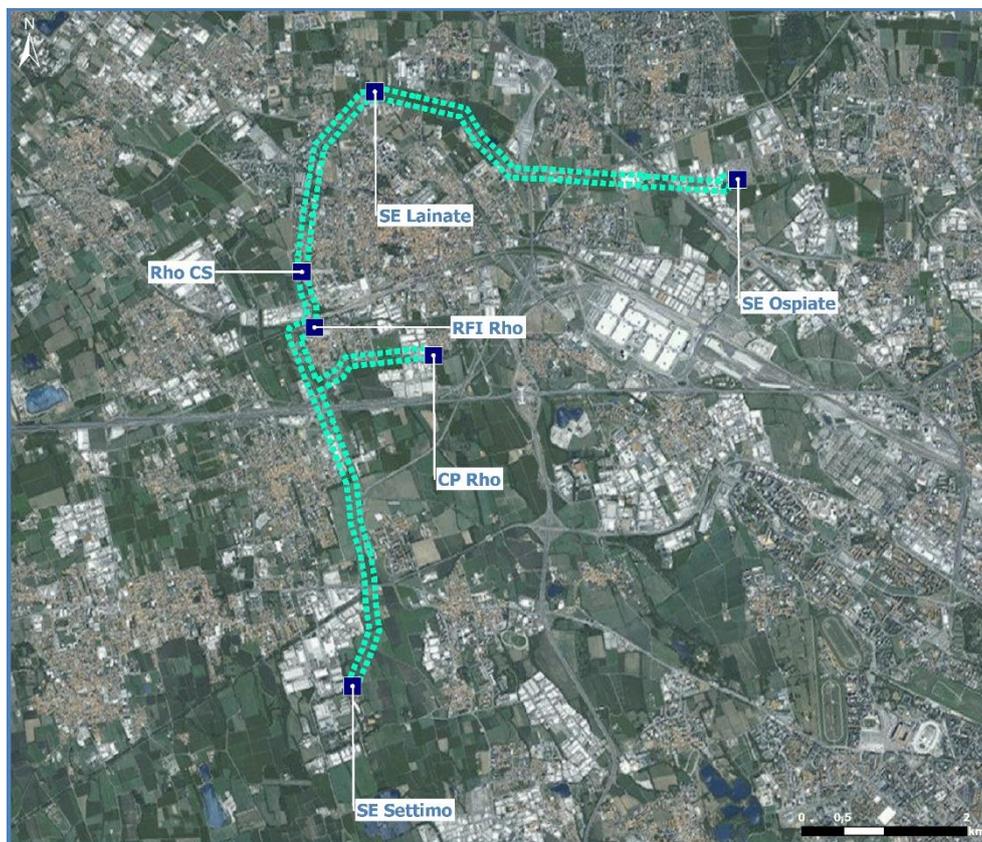
Di seguito la Tabella 7-8 inerente le categorie di uso del suolo presenti nell'area di studio (fonte: Corine Land Cover 2012).

Categorie uso suolo	km <sup>2</sup>	%
11 Zone urbanizzate di tipo residenziale	6,66	53,03
12 Zone industriali, commerciali ed infrastrutturali	1,87	14,57
21 Seminativi	4,10	32,40

Tabella 7-8 Uso del suolo dell'area della azione di realizzazione di una nuova stazione di smistamento presso l'attuale CP di Rho

Per un approfondimento degli elementi ricompresi nell'area di studio, così come illustrato al termine del par. 7.2, si rimanda all'Allegato I del presente RPA, relativo alla caratterizzazione ambientale.

L'area di studio interessata dalla azione delle *rimozioni delle limitazioni sugli attuali elettrodotti 132 kV esistenti "Ospiate – Lainate" (azione 3B), "Lainate – Rho" (azione 3C) e "Rho – Settimo" (azione 3D)* occupa una superficie di circa 1,75 km<sup>2</sup> (ampiezza di 120 m, centrata sull'asse linea), che presenta una lunghezza pari a circa 16,2 km, come rappresentata in Figura 7-17.



#### Legenda

■ Stazioni       Area di studio

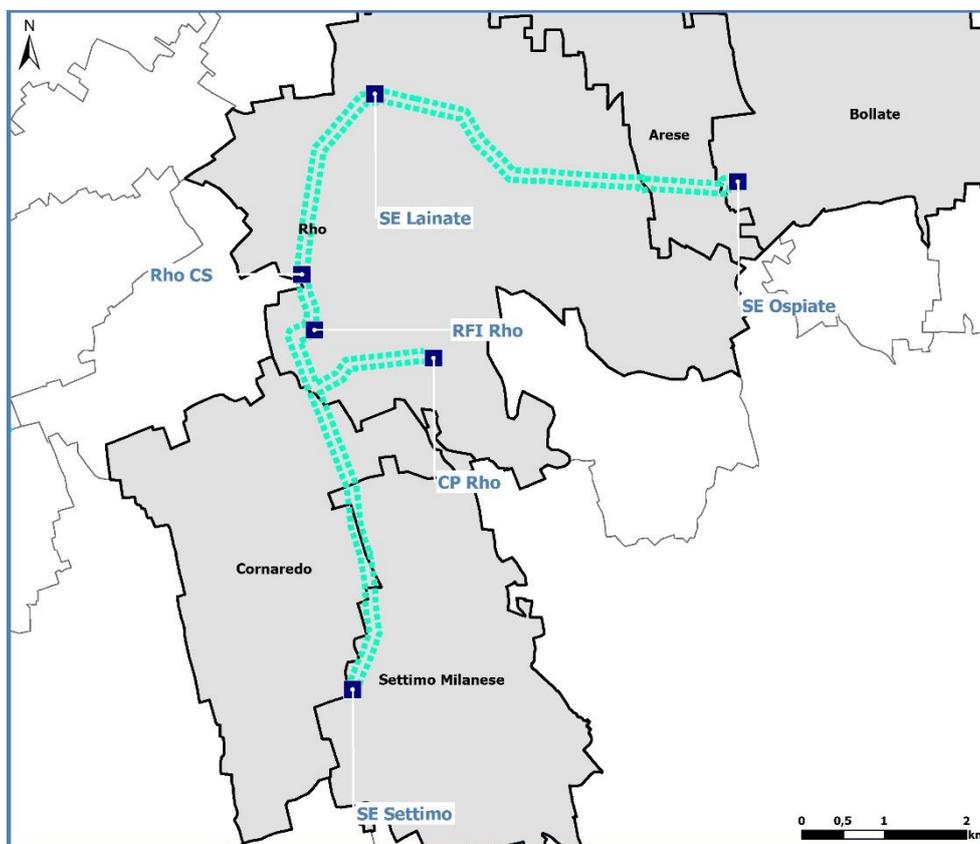
Figura 7-13 Area di studio dell'azione sugli elettrodotti 132 kV "Osiate – Lainate", "Lainate – Rho" e "Rho – Settimo" esistenti

L'area in questione ricade nella provincia di Milano in particolare nei seguenti comuni:

Provincia	Comune	Residenti	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Densità [ab/km <sup>2</sup> ]
Milano	Arese	19.187	6,56	2.741
	Bollate	36.392	13,12	2.799,4
	Cornaredo	20.459	11,07	1.859,90
	Pregnana Milanese	7.204	5,07	1.440,8
	Rho	50.434	22,24	2.292,50
	Settimo Milanese	19.913	10,72	1.810,30

Tabella 7-9 Comuni ricadenti nell'area di studio della azione sugli elettrodotti 132 kV "Osiate – Lainate", "Lainate – Rho" e "Rho – Settimo" esistenti

Nell'immagine seguente sono riportati i Comuni ricompresi all'interno dell'area di studio.



#### Legenda

- Stazioni
- ▬ Area di studio
- ▭ Comuni interessati

Figura 7-14 Comuni ricedenti nell'area della azione sugli elettrodotti 132 kV "Ospiate - Lainate", "Lainate - Rho" e "Rho - Settimo" esistenti

Si evidenzia che nell'area di studio non sono presenti aree appartenenti alla Rete Natura 2000, aree Ramsar, aree EUAP, Important Bird Areas, né siti appartenenti al patrimonio dell'UNESCO.

Si segnala anche in questo caso la presenza all'interno dell'area indagata di una porzione di Parco regionale Agricolo Sud Milano e del PLIS del Basso Olona la cui descrizione ed il rapporto con l'area di studio indagata sono riportate al par. 7.3.7.2.

Per quanto concerne l'uso del suolo, l'area di studio è caratterizzata quasi in egual misura dalla presenza di due componenti: quella antropica, connotata sia da zone urbanizzate di tipo residenziale sia da zone industriali, commerciali ed infrastrutturali, e quella agricola di tipo seminativo. L'area di studio non coinvolge aree a vocazione naturale e semi-naturale.

L'area di studio è attraversata dal Fiume Olona, dal Torrente Bozzente e dal Torrente Lura.

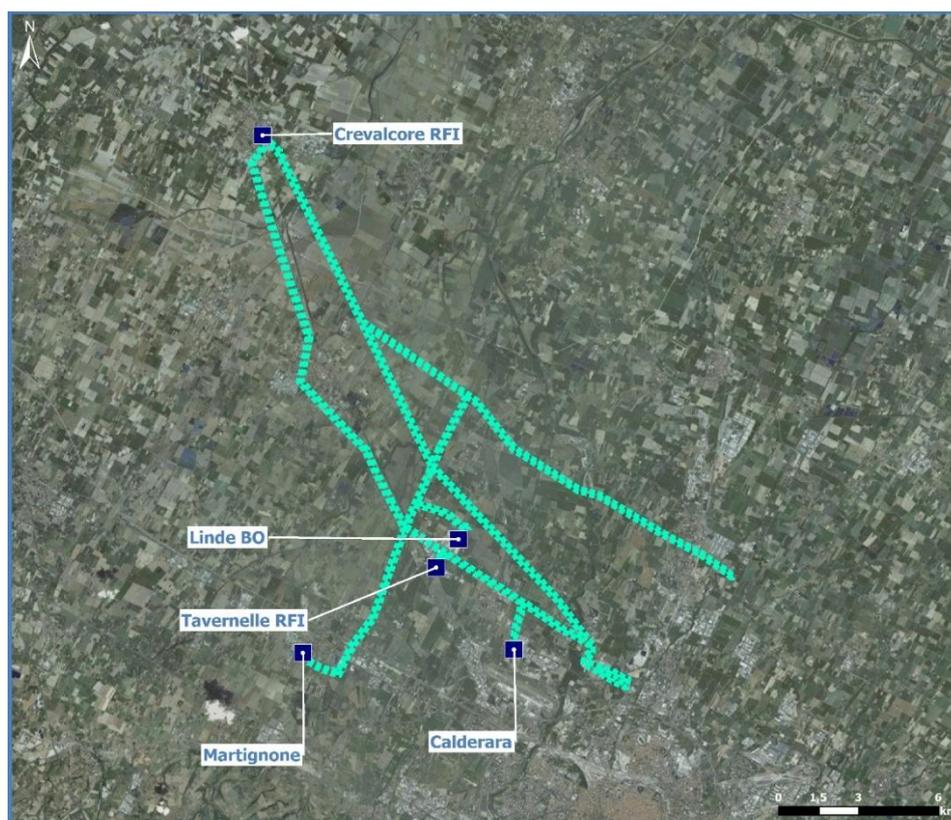
Di seguito la Tabella 7-8 inerente le categorie di uso del suolo presenti nell'area di studio (fonte: Corine Land Cover 2012).

Categorie uso suolo		km <sup>2</sup>	%
11	Zone urbanizzate di tipo residenziale	0,60	34,50
12	Zone industriali, commerciali ed infrastrutturali	0,22	12,45
21	Seminativi	0,93	53,05

Tabella 7-10 Uso del suolo dell'area della azione sugli elettrodotti 132 kV "Ospiate – Lainate", "Lainate – Rho" e "Rho – Settimo" esistenti

### 7.3.4 L'area della provincia di Bologna

Al fine di consentire una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete nell'area della provincia di Bologna sono previsti *interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV esistente tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore (azione 4A)*, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. L'area di studio interessata dall'azione occupa complessivamente una superficie di circa 10,42 km<sup>2</sup> (ampiezza di 120 m, centrata sull'asse linea), che presenta una lunghezza pari a circa 88,9 km, come rappresentata in Figura 7-15.



#### Legenda

■ Stazioni      ■■■■■ Area di studio

Figura 7-15 Area di studio dell'azione lungo la direttrice 132 kV esistente tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore

L'area ricade nella provincia di Bologna interessando i seguenti comuni:

Provincia	Comune	Residenti [n]	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Densità [ab/km <sup>2</sup> ]
<i>Bologna</i>	Bologna	386.663	140,86	2.742,3
	Calderara di Reno	13.196	40,75	321,9
	Anzola dell'Emilia	12.267	36,60	331,5
	Argelato	9.844	35,10	281,3
	Sant'Agata Bolognese	7.291	34,79	208,3
	Castel Maggiore	18.231	30,90	588,1
	Crevalcore	13.465	102,75	130,7
	Sala Bolognese	8.353	45,64	181,6
	San Giovanni in Persiceto	27.982	114,41	245,5

Tabella 7-11 Comuni interessati dall'azione lungo la direttrice 132 kV esistente tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore

Nell'immagine seguente sono riportati i Comuni interessati dall'azione in oggetto.

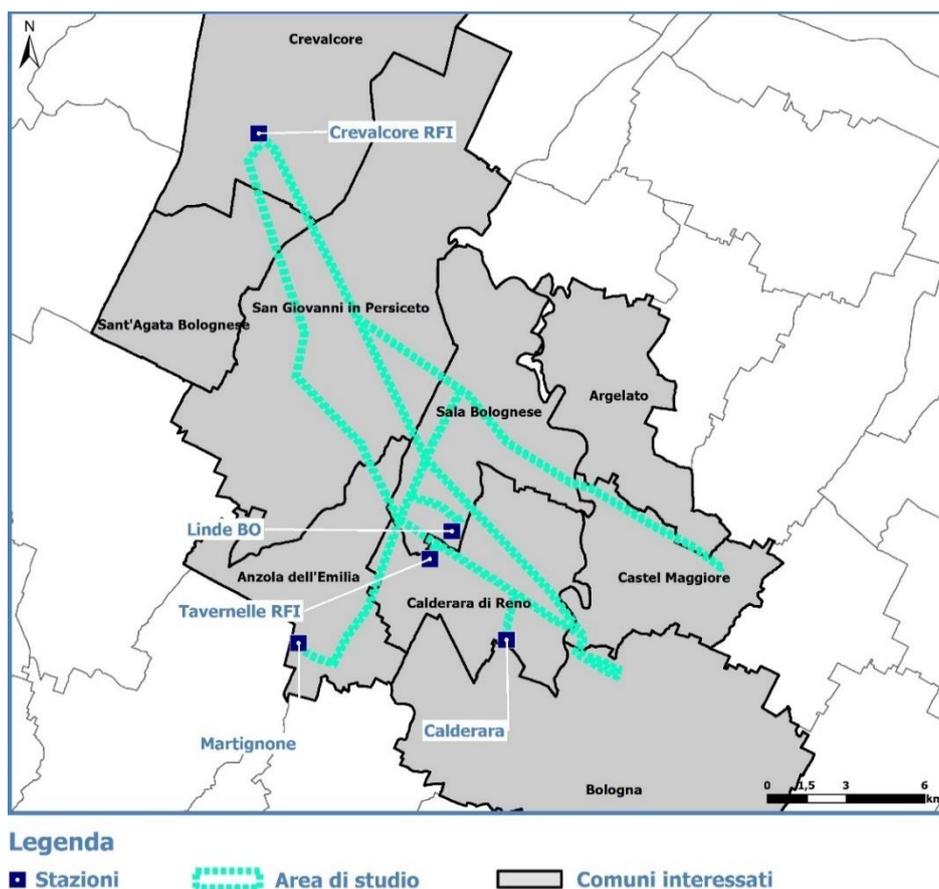


Figura 7-16 Comuni interessati dall'azione lungo la direttrice 132 kV esistente tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore

Si evidenzia che nell'area di studio non sono presenti ZSC appartenenti alla Rete Natura 2000, aree Ramsar, aree EUAP, Important Bird Areas, né siti appartenenti al patrimonio dell'UNESCO.

Si segnala la presenza all'interno dell'area di studio dell'area SIC/ZPS denominata "Cassa di espansione del Torrente Samoggia" (IT4050031), la cui descrizione ed il suo rapporto con l'area di studio indagata è riportata al par. 7.3.7.3 al quale si rimanda.

Per quanto concerne l'uso del suolo, la componente dominante relativa all'area di studio della provincia di Bologna in esame è quella dei territori agricoli caratterizzati prevalentemente da seminativi e in minore parte da zone agricole eterogenee.

La esigua componente antropica presente è rappresentata da zone urbane di tipo residenziale, da zone industriali, commerciali ed infrastrutturali, da zone estrattive, cantieri, discariche e terreni artefatti e abbandonati e da zone verdi artificiali non agricole. L'area di studio non coinvolge aree a vocazione naturale e semi-naturale; sono presenti acque continentali rappresentate dai corsi d'acqua Reno, Lavino e Samoggia.

Di seguito la Tabella 7-5 inerente le categorie di uso del suolo presenti nell'area di studio (fonte: Corine Land Cover 2012).

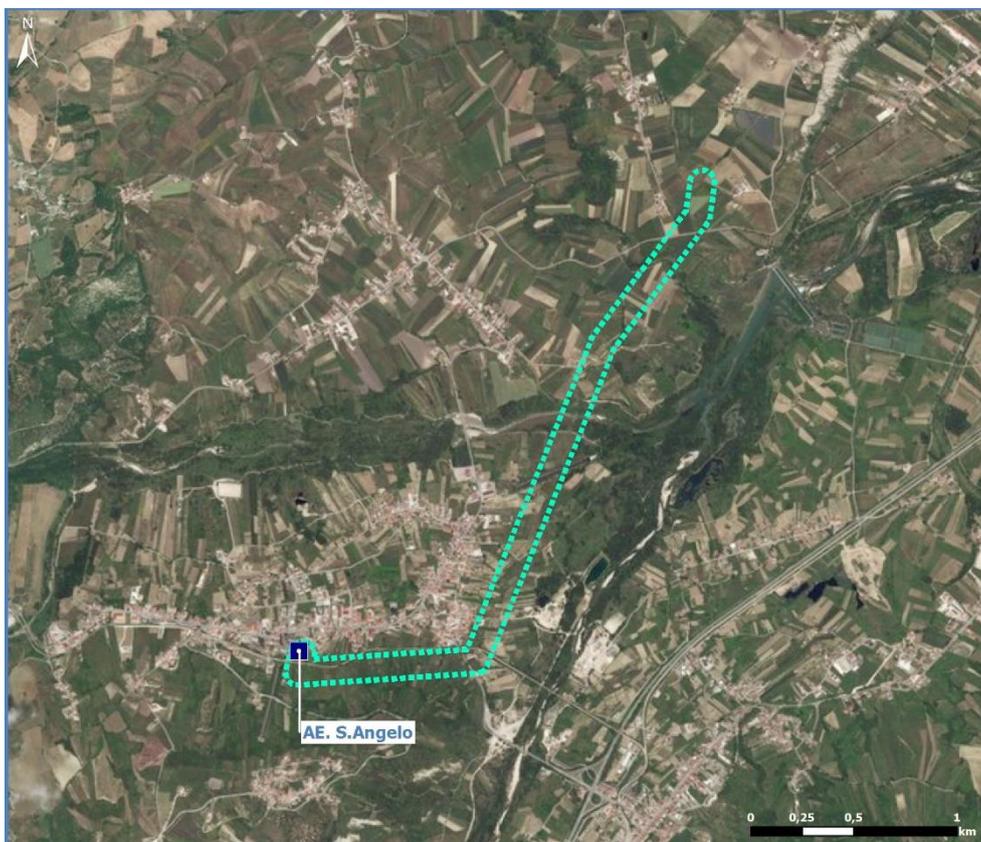
Categorie uso suolo	km <sup>2</sup>	%
11 Zone urbanizzate di tipo residenziale	0,37	3,54
12 Zone industriali, commerciali ed infrastrutturali	0,36	3,42
13 Zone estrattive, cantieri, discariche e terreni artefatti e abbandonati	0,01	0,09
14 Zone verdi artificiali non agricole	0,06	0,53
21 Seminativi	8,81	84,44
24 Zone agricole eterogenee	0,73	6,95
51 Acque continentali	0,11	1,03

Tabella 7-12 Uso suolo dell'area di studio della direttrice 132 kV esistente tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore

### 7.3.5 L'area della provincia di Chieti

Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio di trasmissione nell'area della Val di Sangro, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea 150 kV "CP Casoli – CP Atessa ZI – der. A. S. Angelo" esistente (azione 5A), realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 150 kV "Casoli – A. S. Angelo" e "A. S. Angelo – CP Atessa ZI".

L'area di studio interessata dall'azione occupa complessivamente una superficie di circa 0,44 km<sup>2</sup> (ampiezza di 120 m, centrata sull'asse linea), che presenta una lunghezza pari a circa 3,6 km, come rappresentata in Figura 7-15.



#### Legenda

- Stazioni
- - - Area di studio

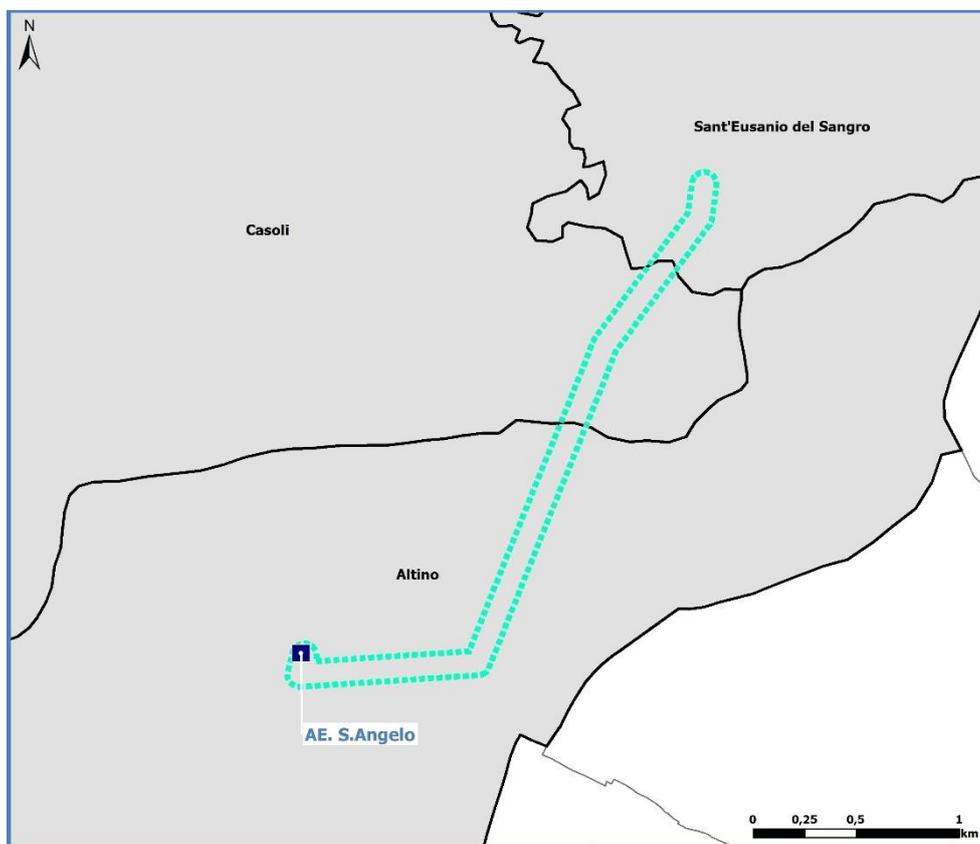
Figura 7-17 Area di studio dell'azione di rimozione derivazione rigida S. Angelo esistente

L'area ricade nella provincia di Chieti interessando i seguenti comuni:

Provincia	Comune	Residenti [n]	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Densità [ab/km <sup>2</sup> ]
<i>Chieti</i>	Altino	3.062	15,33	204,1
	Sant'Eusanio del Sangro	2.508	23,83	104,5
	Casoli	5.664	67,04	84,50

Tabella 7-13 Comuni interessati dall'azione di rimozione derivazione rigida S. Angelo esistente

Nell'immagine seguente sono riportati i Comuni interessati dall'azione in oggetto.



#### Legenda

■ Stazioni

▬ Area di studio

▭ Comuni interessati

Figura 7-18 Comuni interessati dall'azione di rimozione derivazione rigida S. Angelo esistente

Si evidenzia che nell'area di studio non sono presenti ZSC e ZPS appartenenti alla Rete Natura 2000, aree Ramsar, né siti appartenenti al patrimonio dell'UNESCO.

Si segnala la presenza all'interno dell'area di studio di un'area SIC appartenente alla Rete Natura 2000, un'area EUAP e una Important Bird Areas, la cui descrizione ed il loro rapporto con l'area di studio indagata è riportata al par. 7.3.7.4 al quale si rimanda.

Per quanto concerne l'uso del suolo, la componente dominante relativa all'area di studio della provincia di Chieti in esame è quella dei territori agricoli caratterizzati da zone agricole eterogenee ed in minor parte dai seminativi. Le esigue porzioni di aree costituite dalla componente antropica e naturale sono rispettivamente rappresentate da zone urbane di tipo residenziale e da zone boscate. L'area di studio è inoltre attraversata dai corsi d'acqua Aventino e Sangro.

Di seguito la Tabella 7-5 inerente le categorie di uso del suolo presenti nell'area di studio (fonte: Corine Land Cover 2012).

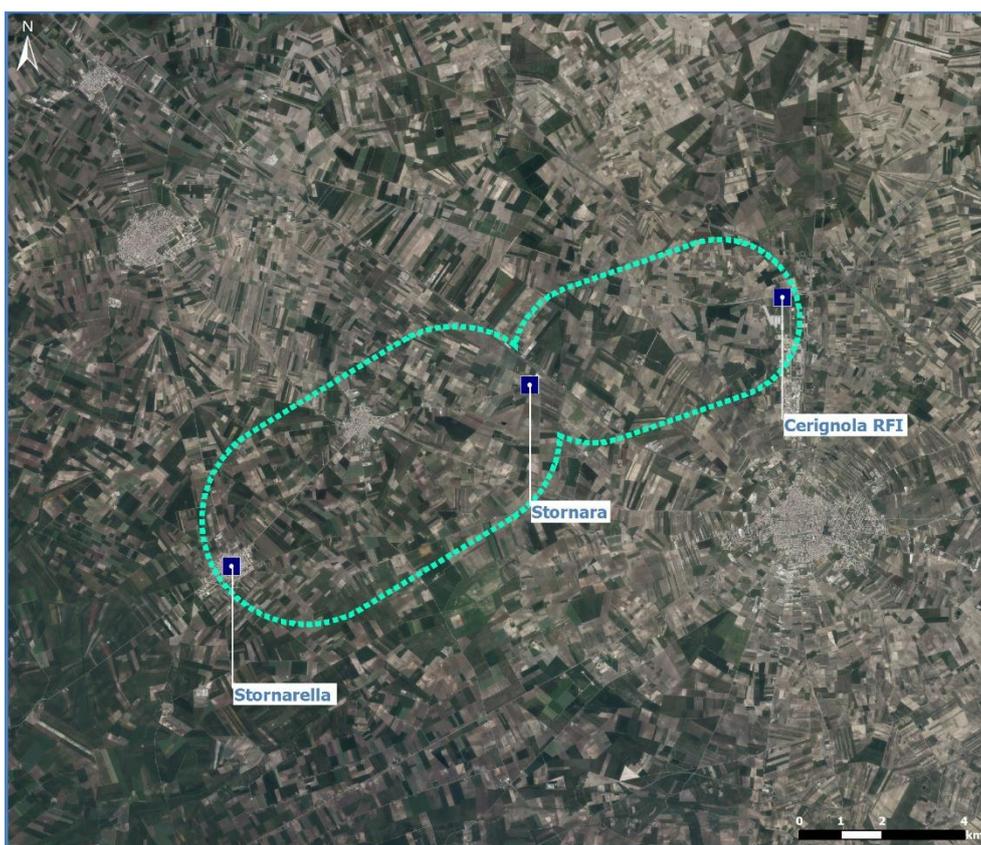
Categorie uso suolo		km <sup>2</sup>	%
11	Zone urbanizzate di tipo residenziale	0,02	3,89
21	Seminativi	0,05	12,59
24	Zone agricole eterogenee	0,35	79,87
31	Zone boscate	0,02	3,65

Tabella 7-14 Uso suolo area di studio dall'azione di rimozione derivazione rigida S. Angelo esistente

### 7.3.6 L'area della provincia di Foggia

Al fine di consentire l'immissione in rete, in condizioni di migliore sicurezza della produzione di impianti da fonti rinnovabili installati e previsti sulle direttrici 150 kV comprese tra le SE 400/150 kV di Andria e Foggia, si prevede nell'area della provincia di Foggia la *realizzazione del nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornarella e Stornara (azione 6A) e del nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornara e la Cerignola FS (azione 6B)*, sfruttando gli asset AT esistenti nell'area.

L'area di studio relativa a tali azioni occupa una superficie di circa 65,59 km<sup>2</sup> come rappresentata in Figura 7-19.



#### Legenda

■ Stazioni

▬ Area di studio

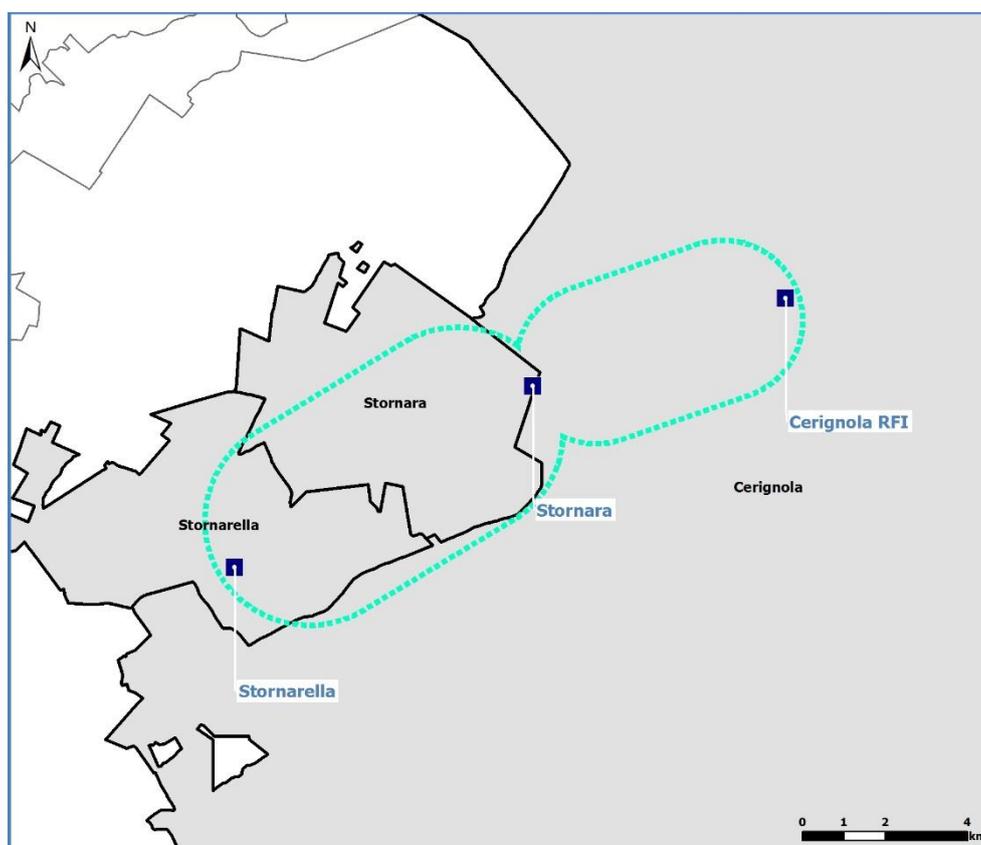
Figura 7-19 Area di studio dell'area della provincia di Foggia

L'area ricade nella provincia di Foggia in particolare nei seguenti comuni:

Provincia	Comune	Residenti	Superficie [km <sup>2</sup> ]	Densità [ab/km <sup>2</sup> ]
Foggia	Cerignola	58.396	33,86	98,3
	Stornara	5.742	33,81	168,9
	Stornarella	5.388	593,92	158,5

Tabella 7-15 Comuni ricadenti nell'area di studio

Nell'immagine seguente sono riportati i Comuni ricompresi all'interno dell'area di studio.



#### Legenda

■ Stazioni

Area di studio

Comuni interessati

Figura 7-20 Comuni ricadenti nell'area di studio

Si evidenzia che nell'area di studio non sono presenti aree appartenenti alla Rete Natura 2000, aree Ramsar, aree EUAP, Important Bird Areas, né siti appartenenti al patrimonio dell'UNESCO.

All'interno dell'area di studio in oggetto non sono ricompresi inoltre ambiti territoriali connotati dalla presenza di ulivi monumentali ai sensi della LR n. 14 del 4 giugno 2007 "Tutela e valorizzazione del paesaggio degli ulivi monumentali della Puglia".

Per quanto attiene il patrimonio storico e paesaggistico, all'interno dell'area di studio sono ricompresi:

- Beni culturali (ai sensi della Seconda Parte del D.Lgs. 42/2004 e smi);
- Siti interessati da beni storico-culturali (ai sensi dell'art. 143 lett. e del D.Lgs. 42/2004 e smi);
- Aree appartenenti alla rete dei tratturi (ai sensi dell'art. 143 lett. e del D.Lgs. 42/2004 e smi);
- Aree tutelate per legge (ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. 42/2004 e smi).

Nella tabella seguente è riportata l'estensione dell'area vincolata dagli art. 10, 136 e 142 del D.Lgs. 42/2004 e smi. Per approfondimenti sulla tematica si rimanda a quanto descritto nell'Allegato I.

Denominazione vincolo	Area di studio occupata dal vincolo	
	[km <sup>2</sup> ]	[%]
<i>Beni culturali</i>	0,75	1,15
<i>Siti storico-culturali e area di rispetto</i>	1,05	1,61
<i>Rete dei tratturi e area di rispetto</i>	5,43	8,27
<i>Aree tutelate per legge – Art. 142 lett. c</i>	3,08	4,69

Tabella 7-16 Aree vincolate presenti nell'area di studio

Per quanto concerne l'uso del suolo, la componente dominante relativa all'area di studio della provincia di Foggia in esame è quella dei territori agricoli caratterizzati da seminativi, da colture permanenti, quali uliveti e vigneti, e, in minore parte da zone agricole eterogenee.

La esigua componente antropica presente è rappresentata da Zone urbane di tipo residenziale e da Zone industriali, commerciali ed infrastrutturali.

L'area di studio inoltre non coinvolge aree a vocazione naturale e semi-naturale, ed è attraversata dal corso d'acqua Marana La Pidocchiosa.

Di seguito la Tabella 7-17 inerente le categorie di uso del suolo presenti nell'area di studio (fonte: Corine Land Cover 2012).

Categorie uso suolo	km <sup>2</sup>	%
11 Zone urbanizzate di tipo residenziale	1,51	2,42
12 Zone industriali, commerciali ed infrastrutturali	0,56	0,93
21 Seminativi	26,45	40,62
22 Colture permanenti	34,36	52,39
24 Zone agricole eterogenee	2,19	3,64

Tabella 7-17 Uso del suolo dell'area della provincia di Foggia

Per un approfondimento degli elementi ricompresi nell'area di studio, così come illustrato al termine del par. 7.2, si rimanda all'Allegato I del presente RPA, relativo alla caratterizzazione ambientale.

## 7.3.7 Le aree naturali tutelate

### 7.3.7.1 Le aree potenzialmente interessate

Tema fondamentale da considerare per le scelte progettuali inerenti le fasi successive alla pianificazione, è quello relativo al potenziale interessamento di aree naturali tutelate, ovvero:

- aree appartenenti alla Rete Natura 2000 (SIC, ZSC e ZPS);
- aree appartenenti all'elenco ufficiale delle aree protette (EUAP);
- important bird area (IBA);
- aree Ramsar;
- aree appartenenti al patrimonio naturale dell'UNESCO.

Scopo della caratterizzazione nell'ambito della VAS di un Piano, infatti, è quello di orientare le successive fasi di definizione progettuale degli interventi del Piano in una direzione di sostenibilità consapevole, che tende ad evitare o quantomeno a ridurre al minimo l'eventuale interessamento di aree naturali tutelate da parte del futuro tracciato progettuale.

Nella tabella seguente è riportato l'elenco delle aree appartenenti alle suddette tipologie ricadenti, anche solo in parte, in alcune delle aree di studio relative agli interventi previsti dal PdS oggetto del presente RPA.

Intervento di sviluppo	Area interessata	Aree naturali tutelate
Riassetto rete 132 kV area Rho	Area della provincia di Milano	Parco regionale Agricolo Sud Milano Parco Locale di Interesse Sovracomunale del Basso Olona
Direttrice 132 kV Martignone - Castel maggiore	Area della provincia di Bologna	SIC-ZPS IT4050031 - Cassa di espansione del Torrente Samoggia
Rimozione derivazione rigida S. Angelo	Area della provincia di Chieti	SIC IT7140215 - Lago di Serranella e colline di Guarenna IBA115 - Majella, Monti Pizzi, Monti Frentani EUAP0247 - Riserva Regionale Lago di Serranella

Tabella 7-18 Aree naturali tutelate potenzialmente interessate dalle aree di studio del PdS 2017

Nei paragrafi seguenti è riportata, per ciascuna area di studio in cui ricadono porzioni di aree naturali tutelate, la descrizione, l'ubicazione e l'entità dell'interessamento delle suddette aree.

### 7.3.7.2 L'area della provincia di Milano

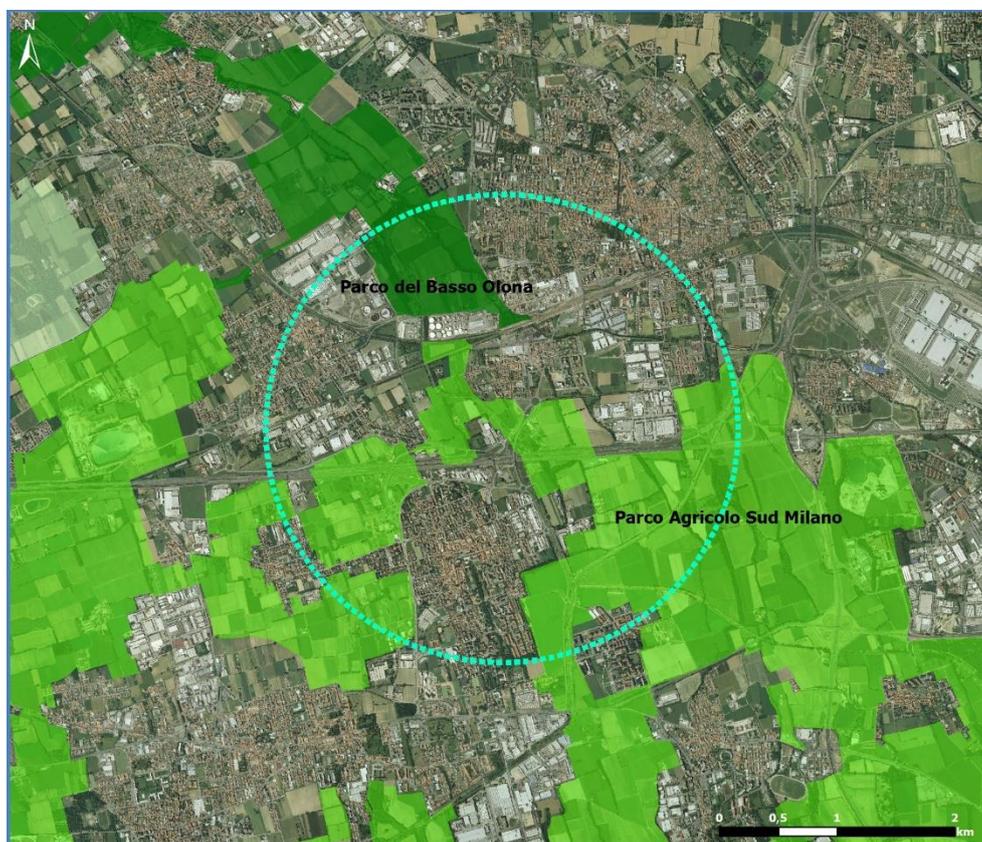
Nell'area della provincia di Milano è prevista la possibilità di *realizzare una nuova stazione di smistamento presso l'attuale Cabina Primaria di Rho (azione 3A)*.

Nell'area di studio interessata da tale azione, che occupa circa 12,56 km<sup>2</sup>, sono presenti porzioni di aree naturali tutelate appartenenti al Piano generale delle aree protette lombarde ai sensi della LR n. 86 del 30 novembre 1983, così come riportato nella tabella seguente.

Denominazione	Area tutelata [km <sup>2</sup> ]	Area di studio interessata dall'area tutelata	
		[km <sup>2</sup> ]	[%]
Parco Regionale Agricolo Sud Milano	2,60	0,76	6,03
Parco Locale di Interesse Sovracomunale del Basso Olona	470,54	3,99	31,73

Tabella 7-19 Aree naturali tutelate ricadenti nell'area di studio

Di seguito l'immagine relativa all'ubicazione di tali aree. Il Parco Agricolo Sud Milano è interessato dall'area di studio della provincia di Milano, limitatamente ad una zona marginale del proprio territorio per una porzione pari a circa lo 0,85% della sua estensione totale, mentre la porzione di territorio appartenente al Parco del Basso Olona ricompreso all'interno dell'area indagata è pari a circa il 29% della sua estensione totale.



#### Legenda

 Area di studio

#### Aree naturali tutelate

 Parchi regionali nazionali

 Riserve regionali nazionali

 Parchi locali interesse sovracomunale

Figura 7-21 Aree naturali tutelate ricomprese nell'area di studio della provincia di Milano

### Parco Agricolo Milano Sud

Il Parco Agricolo Milano Sud, istituito con LR n. 24 del 23/04/1990 ai sensi della LR n. 86 del 30 novembre 1983, costituisce l'elemento che più di ogni altro connota il territorio circostante l'area urbanizzata di Milano e con essa quella di studio in esame.

All'interno del Parco Agricolo Sud Milano, istituito per assolvere il ruolo di parco di cintura metropolitana, l'agricoltura costituisce l'attività portante del sistema di tutela territoriale ed ambientale: la sua caratteristica principale è quindi quella di conservare i territori di natura agricola come testimonianza di una fertile e produttiva pianura agricola con diversi indirizzi colturali che vanno dal mais, al riso, ai prati, ai cereali autunno vernini ed altro.

Tale area naturale protetta ha difatti una forte vocazione agricola, ma al contempo conserva aree in cui si sono mantenuti inalterati tratti delle antiche aree boschive che ricoprivano nei secoli passati la Pianura Padana.

Il territorio, pressoché totalmente pianeggiante, è attraversato da numerosi corsi d'acqua di diversa portata e da una estesa rete idrica artificiale. Sono i fontanili, però, a connotare in maniera ineguagliabile il paesaggio: acque affioranti utilizzate dall'uomo nell'irrigazione delle campagne, intorno ai loro margini si sviluppano vere e proprie oasi naturali caratterizzate dalla presenza di vegetazione tipica delle zone umide e palustri, composta da canneti, pioppi bianchi e neri, salici e ontani neri.

Le zone più asciutte e boschive sono caratterizzate da una vegetazione costituita essenzialmente da farnie, carpini bianchi, frassini, tigli, olmi, aceri campestri, noccioli, sambuchi, biancospini, ciliegi selvatici, sanguinelli, prugnoli. Nei boschi e nelle campagne vivono alcune specie di mammiferi quali la talpa, il riccio, la lepre, il coniglio selvatico, la volpe, il ghio, il tasso, la faina, la donnola. Tra i rettili si notano il biacco, la natrice dal collare, la lucertola muraiola e il ramarro, mentre tra gli uccelli sono presenti l'alocco, la civetta, il gheppio, la poiana, la pavoncella, il fagiano, la tortora dal collare, il picchio verde e rosso, l'allodola, la quaglia, l'averla piccola, la gazza, lo storno, la passera d'Italia, la rondine e il balestruccio.

A seguito delle attività di estrazione di materiali inerti quali sabbia, ghiaia e argilla e in presenza di un'estesa falda superficiale, nel parco sono oggi presenti numerosi laghi di cava; alcuni di questi sono cave ancora attive, altri sono stati riconvertiti a bacini per la pesca sportiva o utilizzati in modo differente, altri ancora sono stati rinaturalizzati.

I laghi di cava sono ambienti ricchi di uccelli acquatici, soprattutto durante il periodo invernale, quando raggiungono il territorio del parco per svernare in questi ambienti di origine artificiale.

È proprio negli ambienti acquatici (fontanili, zone umide, corsi d'acqua, laghi di cava) che vivono, in maniera stanziale o soltanto in alcuni periodi dell'anno, numerose specie animali. Tra gli uccelli si notano frequentemente il gabbiano comune, il germano reale, la marzaiola, il cormorano, lo svasso

maggiore, la gallinella d'acqua, la garzetta, l'airone cinerino, il cavaliere d'Italia, il tuffetto, la folaga, il tarabusino, il martin pescatore, il migliarino di palude, la nitticora. Più rari sono gli avvistamenti dell'airone rosso, dell'airone maggiore, dell'airone guardiabuoie, del tarabuso, della strolaga mezzana e minore, dell'albanella reale, dell'averla piccola, della cicogna bianca. Tra gli anfibi spiccano il rospo smeraldino, la rana di Lataste, la rana verde, il tritone comune e cretato.

Il Parco Agricolo Sud Milano rappresenta anche una risorsa culturale. Vi si trovano edifici di valore architettonico e storico, rappresentati da case e palazzi testimonianze del modo di lavorare e di vivere della civiltà contadina che appaiono nella campagna attorniate da un reticolo di strade rurali, alzaie dei navigli, percorsi ciclabili, rogge, canali, chiuse e fontanili. Altre strutture rimangono sommerse tra le risaie e le marcite.

La presenza di castelli testimonia la vita sul territorio ai tempi dei Visconti e degli Sforza; nei secoli successivi alcune di queste costruzioni servivano per il controllo delle campagne e dei lavori agricoli. Le ville intorno a Milano, sviluppatasi spesso lungo le strade d'acqua, i navigli, hanno rappresentato il luogo di vacanza o di caccia della nobiltà milanese del '700 e dell'800.

A fianco delle testimonianze più nobili del passato si schierano elementi di un'origine più povera e concreta costituiti dalle fabbriche agricole, dalle cascine e dai nuclei rurali di pregio, con l'annesso patrimonio di ghiacciaie per la conservazione degli alimenti, le cappelle e i mulini.

#### Parco Locale di Interesse Sovracomunale (PLIS) del Basso Olona

Il Parco del Basso Olona è situato nella porzione nord-occidentale del territorio della Città Metropolitana, nel contesto dell'alta pianura irrigua ed immediatamente a sud del canale Villoresi.

Il territorio del PLIS è caratterizzato dalla presenza di fontanili e di acque di risorgenza, con attività agricole che, per quanto penalizzate dalla forte pressione antropica, appaiono alquanto differenziate. Vi è infatti una cospicua presenza di seminativi, prati e colture orto-vivaistiche, mentre è ben rappresentato l'allevamento dei bovini da latte.

Il Parco, in stretta connessione con i PLIS del Roccolo e dei Mulini, può garantire, pur con le forti restrizioni determinate dalla conurbazione Sempione-Olona, una continuità del sistema ecologico nord-sud, ponendo in relazione il territorio in provincia di Varese con i parchi urbani del sistema metropolitano milanese.

#### **7.3.7.3 L'area della provincia di Bologna**

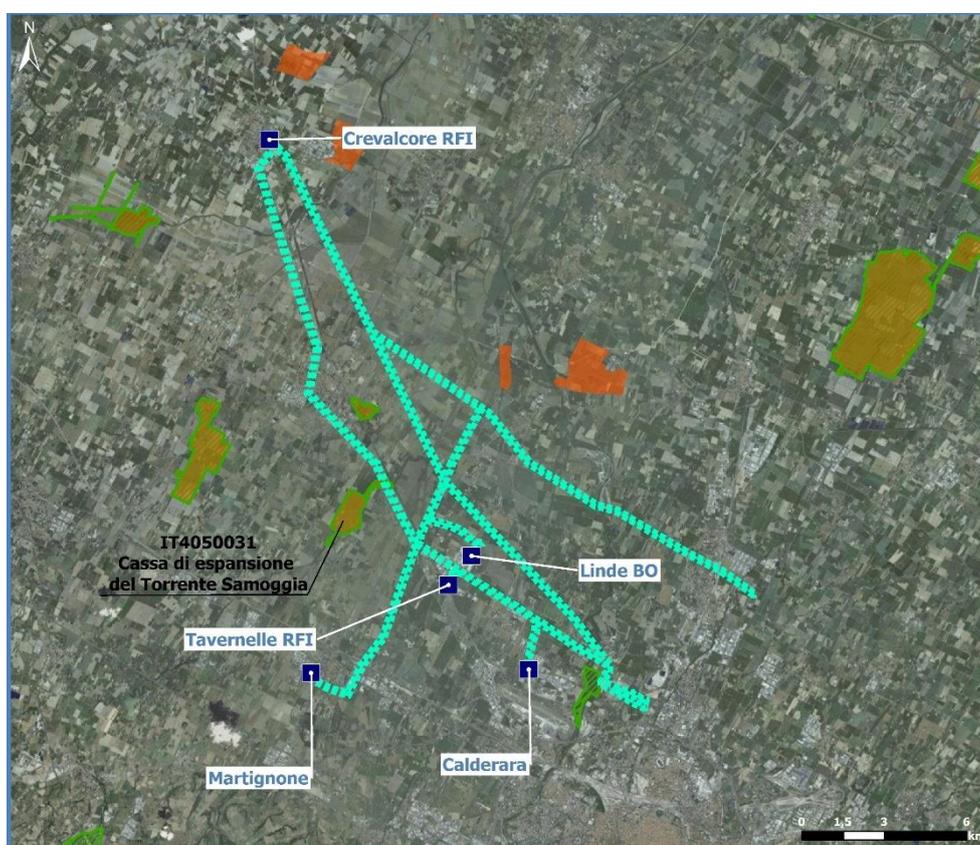
Nell'area della provincia di Bologna sono previsti *interventi di integrazione con la RTN direttrice 132 kV esistente tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore (azione 4A)*.

Nell'area di studio interessata da tale azione, che occupa complessivamente una superficie di circa 10,42 km<sup>2</sup> (ampiezza di 120 m, centrata sull'asse linea), ricadono porzioni di aree naturali tutelate così come riportato nella tabella seguente.

Tipo	Denominazione	Area tutelata [km <sup>2</sup> ]	Area di studio interessata dall'area tutelata	
			[km <sup>2</sup> ]	[%]
SIC-ZPS	IT4050031 - Cassa di espansione del Torrente Samoggia	1,45	0,03	0,25

Tabella 7-20 Aree naturali tutelate ricadenti nell'area di studio

Di seguito l'immagine relativa all'ubicazione del SIC-ZPS "Cassa di espansione del Torrente Samoggia" (IT4050031). L'area è interessata dall'esistente direttrice 132 kV, limitatamente ad una zona marginale del proprio territorio per una porzione pari a circa il 1,80% della sua estensione totale.



#### Legenda

- Stazioni
- ▤ Area di studio
- Aree naturali tutelate**
- ▨ Siti di Importanza Comunitaria
- Zone di Protezione Speciale

Figura 7-22 SIC-ZPS interessato dall'area di studio lungo la direttrice 132 kV esistente tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore

SIC-ZPS - IT4050031 "Cassa di espansione del Torrente Samoggia"

Le escavazioni per la costruzione della Cassa di Espansione del Torrente Samoggia hanno avuto inizio circa 15 anni fa e i lavori di scavo per il prelievo di argille e per la realizzazione delle opere di ingresso e deflusso delle acque sono terminati nel 2011. La realizzazione della cassa di espansione ha previsto fin dalla sua ideazione progettuale una sistemazione ambientale concomitante con la sua funzione idraulica. Una vasta porzione di territorio, destinato precedentemente ad agricoltura intensiva, ospita habitat attualmente in evoluzione, che andranno a ripristinare un grado di biodiversità di evidente portata, che costituisce uno dei più importanti nodi ecologici della pianura bolognese, con sicuro riflesso positivo sull'assetto ecosistemico di larga scala. L'escavazione di terra ha determinato la creazione di ampi bacini, la libera evoluzione di aree lasciate incolte ha comportato la formazione di praterie arbustate, mentre il rimboschimento di ampie porzioni ha contribuito alla nascita di habitat boschivi.

La zona umida ospita una comunità vegetale idrofita semplificata (*Potamogeton natans*, *Myriophyllum spicatum*) dovuta alla sua recente realizzazione. Praterie umide, mesofile e cespuglieti, tutti di neoformazione, non possono essere considerati come habitat, tuttavia la compagine floristica inizia ad annoverare presenze affatto banali, quali due specie molto particolari tipiche di ambienti umidi argillosi marginali di recente colonizzazione, come il centauro giallo (*Blackstonia perfoliata*) ed il centauro maggiore (*Centaureum erythraea*), oltre all'enula laurentiana (*Inula britannica*), appariscente Composita legata allo stesso habitat. Queste specie caratterizzano neoformazioni successive alle rapide, effimere e talvolta spettacolari colonizzazioni a *Sinapis arvensis* e altre Crucifere quali le invasive ma anche preziose *Diplotaxis (ruralis, eruroides)*. Talune elofite di rapida colonizzazione e abbastanza banali (*Typha latifolia*, *Phragmites australis*) sono destinate a fissare i presupposti per ulteriori sviluppi vegetazionali, così come le compagini a salici e pioppi, la cui maturazione strutturale ed ecologica può avvenire in tempi anche relativamente rapidi, nel contesto agricolo ed edificato della circostante antropizzata pianura bolognese.

In questo contesto sta insediandosi una diversificata comunità animale e vegetale, con un indubbio incremento della biodiversità e della presenza di specie rare. In particolare sono da evidenziare la colonia di oltre 60 coppie di topino (*Riparia riparia*), la nidificazione della sterna comune (*Sterna hirundo*) sugli isolotti, il martin pescatore (*Alcedo atthis*), il cavaliere d'Italia (*Himantopus himantopus*), l'oca selvatica (*Anser anser*), il gambecchio (*Calidris minuta*), il falco di palude (*Circus aeruginosus*), lo smeriglio (*Falco columbarius*), lo svasso maggiore (*Podiceps cristatus*), il mignattino piombato (*Chlidonias hybrida*), il gruccione (*Merops apiaster*), lo strillozzo (*Miliaria calandra*) e tanti altri. Di rilevante importanza la presenza della testuggine palustre europea (*Emys orbicularis*) che sta colonizzando i bacini di recente escavazione; questi hanno caratteristiche tali da garantire in futuro una buona permanenza ed espansione della popolazione di questa testuggine. Gli anfibi, tra i più pronti a colonizzare ambienti umidi di neoformazione, annoverano Raganella e Rospo

smeraldino, più rane verdi. Come per altre analoghe situazioni, si lamenta la presenza invasiva di specie esotiche quali Nutria e Tartaruga palustre americana *Trachemys scripta*.

#### **7.3.7.4 L'area della provincia di Chieti**

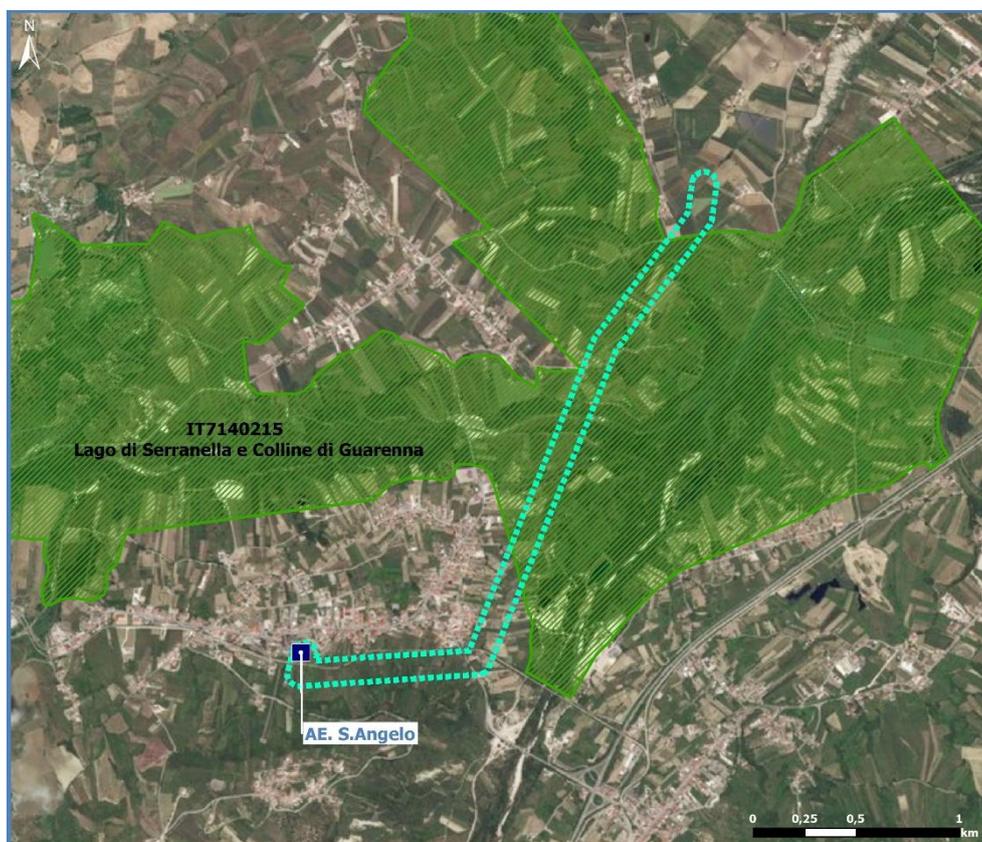
Nell'area della provincia di Chieti sono previsti *interventi di rimozione dell'attuale derivazione rigida sulla linea 150 kV "CP Casoli – CP Atessa ZI – der. A. S. Angelo" esistente (azione 5A)*.

Nell'area di studio interessata da tale azione, che occupa complessivamente una superficie di circa 0,44 km<sup>2</sup> (ampiezza di 120 m, centrata sull'asse linea), ricadono porzioni di aree naturali tutelate così come riportato nella tabella seguente.

Tipo	Denominazione	Area tutelata [km <sup>2</sup> ]	Area di studio interessata dall'area tutelata	
			[km <sup>2</sup> ]	[%]
SIC	IT7140215 - Lago di Serranella e colline di Guarenna	10,98	0,22	49,7
IBA	IBA115 - Majella, Monti Pizzi, Monti Frentani	1.562,85	0,14	32,1
EUAP	EUAP0247 - Riserva Regionale Lago di Serranella	3,03	0,13	30,4

Tabella 7-21 Aree naturali tutelate ricadenti nell'area di studio

Di seguito l'immagine relativa all'ubicazione del SIC "Lago di Serranella e colline di Guarenna" (IT7140215). L'area è interessata dall'esistente direttrice 132 kV, limitatamente ad una zona marginale del proprio territorio per una porzione pari a circa il 2,0% della sua estensione totale.



#### Legenda

-  Stazioni
-  Area di studio

#### Aree naturali tutelate

-  Siti di Importanza Comunitaria

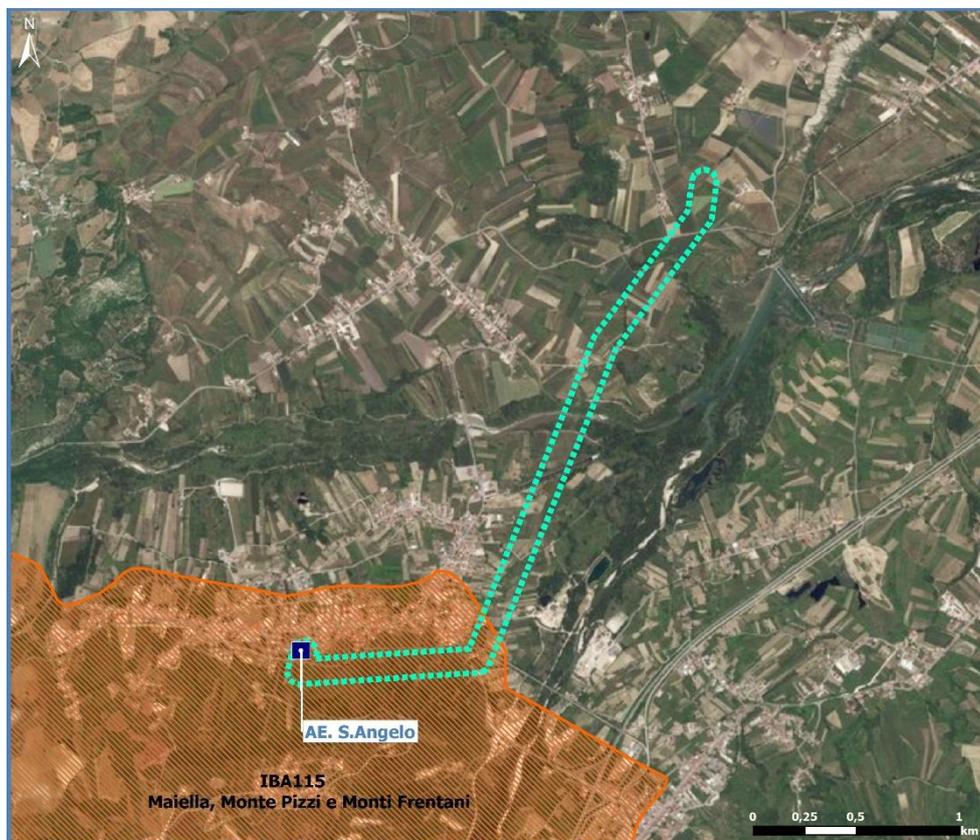
Figura 7-23 SIC interessato dall'area di studio dell'azione di rimozione derivazione rigida S. Angelo esistente

#### SIC "Lago di Serranella e colline di Guarenna" (IT7140215)

Il SIC Lago di Serranella e colline di Guarenna (IT7140215), che si estende su di una superficie di circa 10,97 km<sup>2</sup> e con altitudine media di circa 100 m s.l.m., è dominato dall'ambiente palustre, con estese formazioni ad elofite e boschi ripariali e con presenza abbondante di *Alnus glutinosa* e *Quercus robur*. Sulle colline di Guarenna Vecchia di Casoli insistono formazioni arbustive interne a *Juniperus oxycedrus ssp. macrocarpa* su marne calcaree.

Il sito, di particolare interesse vegetazionale, è ricco di specie rare ed associazioni tipiche degli ambienti palustri. L'area comprende la confluenza del Fiume Aventino con il Sangro dove sostano numerose specie di uccelli e dove è elevato il valore paesaggistico. Sulle colline di Guarenna sono presenti numerose specie di elevato interesse fitogeografico.

Nell'immagine seguente è riportata l'area IBA115 "Majella, Monti Pizzi, Monti Frentani" interessata dall'azione in esame che ricade nell'area di studio per circa lo 0,01%.



#### Legenda

 Stazioni  Area di studio

#### Aree naturali tutelate

 Important Bird Areas

Figura 7-24 IBA interessata dall'area di studio dell'azione di rimozione derivazione rigida S. Angelo esistente

#### IBA115 "Majella, Monti Pizzi, Monti Frentani"

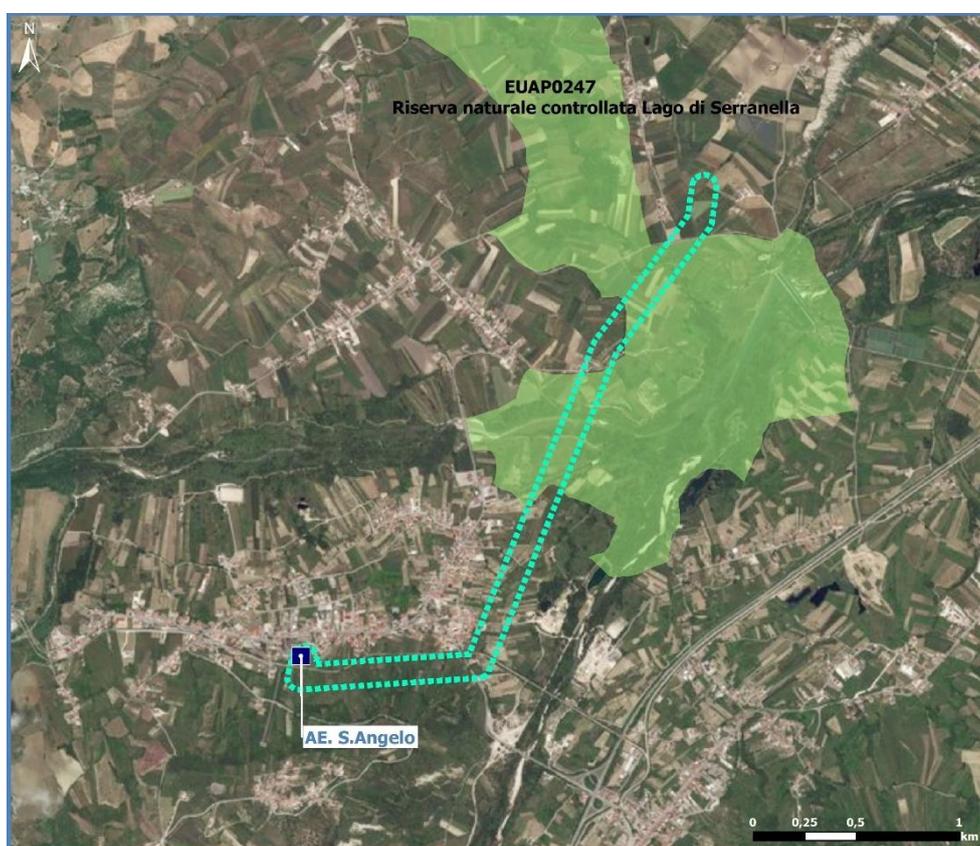
Il perimetro dell'IBA corrisponde a quello del Parco Nazionale della Maiella tranne che nel settore nord dove include l'area tra Manopello e San Valentino in Abruzzo Citeriore. L'IBA include una vasta area dei Monti Frentani e dei Monti Pizzi.

All'interno della IBA sono presenti:

- specie incluse in allegato I della direttiva Uccelli ovvero specie tipiche dei biomi (alpino/mediterraneo) presenti con popolazione significativa a livello italiano quali: Nibbio bruno (*Milvus migrans*), Nibbio reale (*Milvus milvus*), Aquila reale (*Aquila chrysaetos*), Lanario (*Falco biarmicus*), Pellegrino (*Falco peregrinus*), Coturnice (*Alectoris graeca*), Succiacapre (*Caprimulgus europaeus*), Tottavilla (*Lullula arborea*), Calandro (*Anthus campestris*), Balia dal collare (*Ficedula albicollis*), Averla piccola (*Lanius collurio*), Gracchio corallino

- (*Pyrrhocorax pyrrhocorax*), Ortolano (*Emberiza hortulana*), Gracchio alpino (*Pyrrhocorax graculus*), Fringuello alpino (*Montifringilla nivalis*);
- specie incluse in allegato I della direttiva Uccelli presente con popolazione significativa a livello della UE, quali: Lanario (*Falco biarmicus*), Gracchio corallino (*Pyrrhocorax pyrrhocorax*).

Di seguito l'immagine relativa all'ubicazione dell'area EUAP0247 "Riserva Regionale Lago Serranella" interessata dall'esistente direttrice 132 kV limitatamente ad una porzione pari a circa il 4,4% della sua estensione totale.



#### Legenda

- Stazioni       Area di studio

#### Aree naturali tutelate

-  Elenco Ufficiale delle Aree naturali Protette

Figura 7-25 EUAP interessata dall'area di studio dell'azione di rimozione derivazione rigida S. Angelo esistente

EUAP0247 "Riserva Regionale Lago di Serranella"

Nato nel 1981 come bacino artificiale per l'irrigazione, il lago di Serranella è diventato ben presto un ambiente umido di grande interesse e, dal 1990, è Riserva naturale, istituita con Legge Regionale 9 maggio 1990, n. 68.

L'area protetta si trova a monte di uno sbarramento lungo il basso corso del Sangro nel punto in cui questo raccoglie le acque dell'Aventino e di affluenti minori, il Gogna e il Pianello.

Fra le specie ripariali domina la cannuccia di palude (*Phragmites australis*) che, grazie ai fondali bassi, tende ad espandersi notevolmente; sono poi presenti insieme alla tifa (*Typha laxmannii*), alle carici, alla rara elleborina di palude (*Epipactis palustris*), anche specie dalla bellissima fioritura come l'iris gialla (*Iris pseudacorus*), la salcerella (*Lythrum salicaria*), la mestolaccia (*Alisma plantago-aquatica*). Sulle sponde si incontrano macchie di salici, pioppi e ontani e, lungo un tratto del torrente Gogna, è presente la farnia, una quercia poco comune in Abruzzo.

L'avifauna comprende circa 70 specie fra nidificanti e di passo: numerosi anatidi fra cui il codone, simbolo della Riserva, diverse specie di aironi, gru, spatole, fenicotteri, cormorani, rapaci come falco pescatore, falco di palude e nibbio reale, numerosi limicoli. Tra acqua e terra vivono raganella, tritone crestato, tritone appenninico e l'ululone dal ventre giallo. Fra i mammiferi legati all'ambiente acquatico troviamo la nutria mentre, in rapporto col paesaggio collinare con coltivi e bosco dei dintorni, vi sono cinghiale, volpe, capriolo e vari mustelidi.

## 8 ANALISI DEI POTENZIALI EFFETTI AMBIENTALI

### 8.1 Metodologia di valutazione dei potenziali effetti

Al fine di individuare ed analizzare gli effetti potenzialmente generati dall'attuazione del PdS e quindi consentire di definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale, così come richiesto dalla normativa, è necessario identificare in primo luogo i fattori che potenzialmente potrebbero esserne la causa generatrice.

Per far ciò si è proceduto allo studio delle azioni di sviluppo previste dal PdS, al fine di raggiungere gli obiettivi di carattere tecnico-funzionale e ambientale fissati.

In particolare, così come illustrato al par.5.3.1 sono state individuate due differenti macro-tipologie di azioni: le azioni Gestionali e quelle Operative; al loro interno, le azioni Operative sono distinte in tre tipologie, in ragione della loro consistenza riddspetto all'assetto della rete.

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva delle suddette tipologie di azioni.

Azioni di sviluppo	
<b>Azioni Gestionali</b>	Azioni che si sostanziano in attività a carattere immateriale, quali ad esempio l'attivazione di tavoli finalizzati al coordinamento degli operatori, e che non comportano una consistenza della rete diversa da quella preesistente
<b>Azioni Operative</b> , dalle quali discende una differente consistenza fisica della rete, in termini di sua articolazione e/o dei singoli suoi elementi costitutivi	<b>Su asset esistenti – Interventi di funzionalizzazione</b> , intese come quelle azioni che non comportano incremento della consistenza della rete, quali la sostituzione di componenti
	<b>Su asset esistenti – Interventi di demolizione</b> , azioni comportanti l'eliminazione di elementi di rete non più funzionali, a seguito della realizzazione di nuovi elementi di rete
	<b>Interventi di realizzazione nuovi elementi infrastrutturali</b> , intese come quelle azioni che comportano l'introduzione di nuovi elementi di rete

Tabella 8-1 Azioni del PdS

Dallo studio di ogni singola azione di sviluppo sono stati individuati uno o più fattori causali, ovvero sono state determinate le variabili che potenzialmente generano interazioni con l'ambiente.

Successivamente, è stata determinata la potenziale interferenza dei fattori causali individuati con le categorie ambientali, già illustrate al par.7.1:

- Patrimonio naturale,
- Beni culturali e beni paesaggistici,
- Sistema insediativo,
- Rischi naturali e antropici.

Da tale confronto è possibile individuare gli eventuali effetti, ovvero le modifiche, sia positive che negative, potenzialmente indotte sull'ambiente in seguito all'attuazione delle azioni di sviluppo. Per

ciascuna tipologia di effetto individuato è stata assegnata la specifica valenza ovvero, senza analizzare lo specifico contesto di attuazione degli interventi previsti dai PdS in esame e i relativi elementi caratterizzanti l'ambiente, è stato valutato a priori, per le caratteristiche dell'azione in sé, se la pressione generata dall'azione possa dar luogo a modifiche positive o negative.

Si evidenzia che per alcuni effetti non è possibile stabilire aprioristicamente la specifica valenza, poiché essa è strettamente dipendente sia dalle caratteristiche tecniche che territoriali, proprie dell'area di interesse.

Di seguito una tabella sintetica della valenza che verrà assegnata agli effetti potenzialmente generati.

Simbologia	Significato
+	Valenza dell'effetto positiva
-	Valenza dell'effetto negativa
+/-	Valenza dell'effetto dipendente dalle caratteristiche tecniche e territoriali

Tabella 8-2 La valenza degli effetti

Sarà la successiva declinazione delle azioni nel contesto di riferimento, mediante lo studio della caratterizzazione degli ambiti territoriali potenzialmente interessati, a permettere di valutare la generazione o meno degli effetti individuati e a stabilirne la relativa valenza. In questa sede l'obiettivo è, come detto, quello di stabilire per tutti i potenziali effetti, realmente generati o no, se essi possono rappresentare una modifica positiva o negativa degli ambiti interessati dall'attuazione degli interventi previsti dai PdS.

Nell'immagine seguente è riportata la sequenza logica seguita per l'individuazione dei potenziali effetti.



Figura 8-1 Schema metodologico individuazione effetti

Nei paragrafi successivi verranno illustrati i risultati dell'implementazione di tale percorso metodologico.

## 8.2 Correlazione Azioni - Fattori causali

Per meglio indagare i potenziali effetti ambientali delle diverse tipologie di azioni, attraverso l'esplicitazione degli obiettivi e delle azioni dei Piani, si individuano i fattori che possono causarli, chiamati **fattori causali**.



Figura 8-2 Percorso logico dell'analisi degli effetti del PdS

Come detto, la valutazione dei potenziali effetti che un PdS può avere sull'ambiente parte dall'analisi delle tipologie di azioni di sviluppo previste dai Piani, al fine di identificare i fattori in grado di interferire con l'ambiente.

Per fattore causale di effetto si intende in particolare la forma di interferenza - diretta o indiretta - sull'ambiente, prodotta da ciascuna tipologia di azione prevista dai PdS.

Le componenti ambientali identificate dalla Direttiva VAS, e confermate dal D.Lgs. 152/2006 e smi, possono risultare potenzialmente interessate dagli interventi previsti dai PdS, in relazione alle seguenti principali tipologie di fattori di effetto:

- fattori che possono modificare il territorio, in particolare nei termini di:
  - paesaggio, beni architettonici, monumentali e archeologici;
  - suolo e acque;
  - vegetazione, flora, fauna, biodiversità;
- fattori che possono avere effetti sulla qualità della vita della popolazione:
  - campi elettromagnetici;
  - rumore;
  - emissioni di inquinanti in atmosfera.

Dallo studio delle azioni previste dai PdS sono stati desunti tutti i fattori che potrebbero dar luogo a potenziali effetti sull'ambiente.

Si evidenzia che le azioni gestionali sono delle misure (politiche di gestione della rete e azioni di adeguamento) che comportano diverse prestazioni della rete di trasmissione, senza operarne una diversa articolazione fisica. Esempi di questa tipologia di azioni sono i seguenti:

- comunicare con i gestori delle reti interoperanti con la RTN,
- rispondere alle necessità di modifica dell'ambito della RTN,
- coinvolgere gli utenti della rete,
- svolgere attività di coordinamento tra Transmission System Operator (TSO) in ambito internazionale,
- applicare logiche smart per una migliore previsione, controllo e generazione distribuita.

A questa tipologia di azioni non corrisponde alcun fattore causale.

Per quanto concerne le azioni di funzionalizzazione, ovvero le azioni operative attuate sugli asset esistenti, che consentono di eliminare criticità funzionali, si ricorda che queste possono consistere in:

- sostituzione di componenti in stazioni o linee,
- installazione reattanze e/o condensatori presso stazioni esistenti.

Nella tabella seguente sono riportati gli interventi previsti dal PdS e relativi ad azioni di funzionalizzazione.

Azione di funzionalizzazione della rete	Intervento di sviluppo di riferimento
<b>1A</b> Inserimento sezionatori su palo esistente presso Signayes all.	1 Rete 132 kV provincia Aosta
<b>2A</b> Installazione reattanze presso la SE 220 kV Tirano	2 Stazione 220 kV Tirano
<b>3B</b> Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"	3 Riassetto rete 132 kV area Rho
<b>3C</b> Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"	
<b>3D</b> Rimozioni delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Rho – Settimo"	
<b>4A</b> Integrazione con la RTN direttrice 132 kV tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore	4 Direttrice 132 kV Martignone - Castel maggiore
<b>5A</b> Ricostruzione linea in doppia terna presso A.S. Angelo	5 Rimozione derivazione rigida S. Angelo

Tabella 8-3 Azioni operative di funzionalizzazione previste dal PdS

Tali azioni hanno l'obiettivo di ottimizzare le funzionalità esistenti, non modificano l'assetto della rete e non comportano l'interessamento di nuovo territorio.

Dallo studio di tale tipologia di azioni di sviluppo è stato individuato come fattore casuale quello relativo alla modifica delle prestazioni degli asset esistenti.

Azione operativa	Fattore causale
Azione di funzionalizzazione su asset esistente	Modifica delle prestazioni dell'asset esistente

Tabella 8-4 Fattore causale legato ad azioni di funzionalizzazione

Le azioni di demolizione sono quelle azioni previste dai PdS per l'eliminazione di elementi di rete non più funzionali a seguito della realizzazione di nuovi elementi di rete, secondo quanto previsto da interventi di sviluppo compresi nel Piano; possono consistere in:

- demolizioni di linee o parti di esse,
- demolizioni di stazioni o parti di esse.

Le demolizioni sono in generale caratterizzate da effetti ambientali positivi, perché consentono di restituire al territorio le sue condizioni preesistenti.

Azione operativa	Fattore causale
Azione di demolizione su asset esistenti	Rimozione di elementi di rete non più funzionali all'esercizio

Tabella 8-5 Fattore causale legato ad azioni di demolizione

Dalla disamina degli interventi di sviluppo del PdS si evince che non sono previste azioni di demolizione.

L'ultima categoria di azioni operative è quella relativa alla realizzazione di nuovi elementi infrastrutturali, che possono consistere in:

- realizzazione di nuove linee,
- realizzazione di nuove stazioni.

Nella tabella seguente sono riportati gli interventi previsti dal PdS in esame e relativi ad azioni di nuova realizzazione.

Azione operativa di nuova realizzazione		Intervento di sviluppo di riferimento	
<b>3A</b>	Nuova SE 132 kV presso la CP Rho	3	Riassetto rete 132 kV area Rho
<b>6A</b>	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornarella e Stornara	6	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta
<b>6B</b>	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornara e la SE Cerignola FS		

Tabella 8-6 Azioni operative di realizzazione previste dal PdS

Le azioni di nuova realizzazione possono generare effetti sull'ambiente, principalmente connessi alla realizzazione di una nuova capacità di trasmissione e all'occupazione di nuovo territorio.

Azione operativa	Fattore causale
Azione di realizzazione	Realizzazione capacità di trasmissione elettrica
	Presenza nuovi manufatti

Tabella 8-7 Fattori causali legati ad azioni di nuova realizzazione

Di seguito è riportata la tabella di riepilogo relativa ai fattori causali individuati per le suddette azioni sugli asset esistenti e di nuova realizzazione.

Azione	Fattore causale
Azione di funzionalizzazione	Modifiche prestazionali dell'asset esistente
Azione di demolizione	Rimozione di elementi di rete non più funzionali all'esercizio
Azione di realizzazione	Realizzazione capacità di trasmissione elettrica
	Presenza nuovi manufatti

Tabella 8-8 I fattori causali delle tipologie di azioni operative

Nel paragrafo seguente il percorso metodologico che ha portato alla definizione dei fattori causali legati alle azioni di Piano si conclude con l'individuazione dei relativi effetti potenziali e con l'assegnazione della specifica valenza.

### 8.3 Gli effetti ambientali tipologici e loro valenza

Per quanto concerne le azioni gestionali, si è già detto al paragrafo precedente che a questa tipologia di azioni non corrisponde alcun fattore causale, ne consegue che le azioni gestionali non inducono alcun effetto sull'ambiente.

<i>Fattore casuale</i>	<i>Effetto</i>	<i>Valenza</i>
<b>Nessuno</b>	Nessuno	Nessuna

Tabella 8-9 Correlazione fattore causale – effetti per le Azioni gestionali

Per la valutazione degli effetti, quindi, si prendono in considerazione le sole azioni operative.

Nella tabella seguente si riporta il risultato dell'implementazione del percorso logico adottato per l'analisi degli effetti: partendo dalle azioni operative previste dal PdS, al fine di soddisfare gli obiettivi sia a carattere tecnico-funzionale che ambientale, sono stati individuati dapprima i relativi fattori causali e in seguito i potenziali effetti generati e la loro valenza.

Azioni di sviluppo	Fattore casuale	Effetto	Valenza
Su asset esistenti Azione di funzionalizzazione	Modifica delle prestazioni dell'asset esistente	Efficienza della rete	+/-
		Energia liberata	+/-
		Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini	+
Su asset esistenti Azione di demolizione	Rimozione di elementi di rete non più funzionali all'esercizio	Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini	+
		Interazione aree di valore per il patrimonio naturale	+
		Occupazione di suolo	+
		Interazione aree di valore per i beni culturali e i beni paesaggistici	+
		Occupazione aree a pericolosità idrogeologica	+
		Occupazione aree a rischio antropico	+
Nuova infrastrutturazione	Realizzazione capacità di trasmissione elettrica	Energia liberata	+/-
		Efficienza della rete	+/-
		Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini	+/-
	Presenza nuovi manufatti	Interazione aree di valore per il patrimonio naturale	-
		Occupazione di suolo	-
		Interazione aree di valore per i beni culturali e i beni paesaggistici	-

Azioni di sviluppo	Fattore casuale	Effetto	Valenza
		Occupazione aree a pericolosità idrogeologica	-
		Occupazione aree a rischio antropico	-

Tabella 8-10 Azioni operative per tipologie di fattori causali ed effetti potenziali

Si evidenzia che, per illustrare in modo completo la metodologia alla base dell'analisi dei potenziali effetti legati alle azioni previste dai PdS, sono state inserite anche le correlazioni relative alle azioni di demolizione, anche se il PdS in esame non prevede l'attuazione di tale tipologia di azioni.

Di seguito vengono analizzate le singole catene logiche delle azioni, i loro fattori causali e i conseguenti effetti.

La prima tipologia di azione operativa individuata mediante la classificazione degli interventi di sviluppo del PdS è quella relativa alle azioni di funzionalizzazione su asset esistenti; tali azioni che, come detto, consentono di eliminare criticità funzionali, trovano attuazione mediante la sostituzione/adeguamento di elementi sia in stazioni o sulle linee, oppure tramite l'installazione di componenti, quali reattanze e condensatori, nelle stazioni elettriche esistenti.

Dall'analisi di tale tipologia di azione è stato individuato, come fattore causale, quello di modifica delle prestazioni dell'asset esistente, in termini di ottimizzazione della funzionalità.

Ne consegue che, con riferimento agli effetti, tale fattore comporta, in primo luogo, un miglioramento dell'*efficienza della rete*: l'ammodernamento delle infrastrutture di rete rappresenta, infatti, la condizione necessaria per ottenere un sistema elettrico più sicuro e, soprattutto, più efficiente, anche in termini di riduzione delle perdite. Tale ultimo aspetto presenta delle implicazioni ambientali di segno positivo, dal momento che tale riduzione delle perdite comporterà una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio, con conseguente potenziale riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione da fonte termoelettrica.

Altro effetto potenzialmente generato dalla modifica prestazionale della rete esistente attiene alla *energia liberata da fonti rinnovabili*: qualora la porzione di rete interessata dall'azione di funzionalizzazione presenti come approvvigionamento energetico una fonte rinnovabile, sarà possibile incrementare la produzione di energia da risorse rinnovabili, che non sarà quindi più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico. Per quanto concerne la valenza di tale effetto, non è possibile stabilirla aprioristicamente, in quanto dipendente dalle caratteristiche tecniche-funzionali proprie del tratto di rete di interesse.

In ultimo, si evidenzia che la modifica delle prestazioni della rete potrà eventualmente comportare anche la *variazione delle condizioni di qualità di vita dei cittadini*: l'eliminazione delle criticità funzionali, infatti, permetterà un miglioramento delle condizioni della qualità di vita della popolazione.

Di seguito la tabella relativa alla catena logica azione – fattori – effetti, con l’assegnazione della valenza relativa all’azione di funzionalizzazione.

Azioni di sviluppo	Fattore casuale	Effetto	Valenza
Su asset esistenti - Azione di funzionalizzazione	Modifica delle prestazioni dell’asset esistente	Efficienza della rete	+/-
		Energia liberata	+/-
		Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini	+

Tabella 8-11 Azione di funzionalizzazione: correlazione tipologie di fattori e di effetti ambientali potenziali

La seconda tipologia di azioni che insistono sugli asset esistenti è quella di demolizione di linee o stazioni, sia interamente che solo in parte. Il fattore causale “Rimozione di elementi di rete non più funzionali all’esercizio” genera potenzialmente una serie di effetti tutti a valenza positiva, ed in particolare quelli inerenti:

- *la variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini;*
- *l’interazione con aree di valore per il patrimonio naturale;*
- *l’occupazione di suolo;*
- *l’interazione con aree di valore per i beni culturali e i beni paesaggistici;*
- *l’occupazione di aree a pericolosità idrogeologica;*
- *l’occupazione di aree a rischio antropico.*

Per quanto riguarda la qualità di vita dei cittadini, risulta infatti evidente che la rimozione di elementi infrastrutturali, sia lineari che areali, comporterà un effetto a carattere positivo sotto il profilo dell’esposizione della popolazione a campi elettromagnetici.

Risulteranno a valenza positiva anche gli effetti inerenti l’interazione con aree di valore per quanto concerne il patrimonio naturale, culturale e paesaggistico. La rimozione di un tratto di rete o di una stazione, o di parte di essa, infatti, ridurrà l’eventuale occupazione di suolo naturale e limiterà le interferenze sugli aspetti del paesaggio, percettivi e non solo.

Tale segno positivo dell’effetto potrà riscontrarsi anche nel caso in cui la demolizione dell’infrastruttura riguardi aree a rischio, sia di tipo idrogeologico che antropico.

Di seguito la tabella relativa alla catena logica azione – fattori – effetti e assegnazione della valenza, relativa all’azione di demolizione.

Tipologia Azioni operative	Tipologia Fattori causali	Tipologia effetti	Valenza
Su asset esistenti - demolizione	Rimozione di elementi di rete non più funzionali all’esercizio	Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini	+
		Interazione aree di valore per il patrimonio naturale	+

Tipologia Azioni operative	Tipologia Fattori causali	Tipologia effetti	Valenza
		Occupazione di suolo	+
		Interazione aree di valore per i beni culturali e i beni paesaggistici	+
		Occupazione aree a pericolosità idrogeologica	+
		Occupazione aree a rischio antropico	+

Tabella 8-12 Azione di demolizione: correlazione tipologie di fattori e di effetti ambientali potenziali

Per quanto concerne le azioni relative alla realizzazione di nuovi elementi infrastrutturali, ovvero la realizzazione di nuove linee o stazioni, sono stati individuati due fattori causali:

- la realizzazione di capacità di trasmissione elettrica;
- la presenza di nuovi manufatti.

Per quanto riguarda il fattore inerente la presenza di una nuova capacità di trasmissione, il primo effetto potenzialmente generato riguarda *l'energia liberata da fonti rinnovabili*, già affrontato con riferimento alle azioni di funzionalizzazione. Le nuove infrastrutturazioni di rete potrebbero difatti permettere di incrementare la produzione da risorse energetiche rinnovabili o, quantomeno, di incrementarne la trasmissione in rete. La valenza di tale effetto, come detto, non è determinabile in via preliminare, ma solo in seguito allo studio delle caratteristiche tecniche-funzionali della specifica azione, ossia verificando se la realizzazione dei nuovi elementi infrastrutturali permetterà, o meno, l'utilizzo di fonti rinnovabili.

Un altro effetto potenzialmente generato dalla realizzazione di capacità di trasmissione è quello relativo all'*efficienza della rete*: anche in questo caso non è possibile stabilire a priori, se esso è caratterizzato da una connotazione positiva o negativa, in quanto non si fa riferimento alle specifiche caratteristiche tecniche funzionali proprie dell'azione. Tale stima potrà essere svolta successivamente, attraverso lo studio delle singole azioni operative, contestualizzate nell'ambito dello specifico intervento di riferimento: se la realizzazione di nuove strutture garantirà un efficientamento della rete in termini di utilizzo di fonti rinnovabili, sarà possibile ottenere una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione da fonte termoelettrica; in questo caso sarà assegnato all'effetto in esame una valenza positiva.

L'ultimo effetto legato alla realizzazione di nuova capacità di trasmissione, è la *variazione delle condizioni di qualità di vita dei cittadini*: mentre per le prime due tipologie di azioni è stato possibile assegnare una specifica valenza a questo effetto, per quanto riguarda l'attuazione dell'azione di realizzazione ciò potrà essere effettuato solo in un secondo momento, in quanto solo la successiva contestualizzazione dell'azione permetterà di determinare la presenza, o meno, di interferenze con la popolazione interessata.

Il secondo fattore causale specifico dell'azione di realizzazione è quello della presenza di nuovi manufatti; gli effetti individuati per tale fattore sono gli stessi potenzialmente causati dalle azioni di demolizione ma, mentre nel caso della rimozione di elementi infrastrutturali gli eventuali effetti generati assumevano una valenza positiva, nel caso della costruzione di nuove strutture tali effetti sono potenzialmente caratterizzati da una valenza negativa.

In particolare gli effetti individuati sono inerenti:

- *l'interazione con aree di valore per il patrimonio naturale;*
- *l'occupazione di suolo;*
- *l'interazione con aree di valore per i beni culturali e i beni paesaggistici;*
- *l'occupazione di aree pericolosità idrogeologica;*
- *l'occupazione di aree a rischio antropico.*

Tale considerazione nasce dall'evidenza che la tipologia di azione in esame prevede la certa presenza fisica di una nuova opera; potrebbe quindi crearsi un'interazione con aree di valore per il patrimonio naturale, culturale e/o paesaggistico, nel caso in cui il nuovo elemento venga collocato su tale tipologia di aree.

La presenza di una nuova opera potrebbe anche dar luogo all'occupazione di aree caratterizzate dalla presenza di rischio, sia di tipo idrogeologico che antropico.

Di seguito la tabella relativa alla catena logica azione – fattori – effetti e assegnazione della valenza, relativa all'azione di realizzazione.

Tipologia Azioni operative	Tipologia Fattori causali	Tipologia effetti	Valenza
Azione di nuova infrastrutturazione	Realizzazione capacità di trasmissione elettrica	Energia liberata	+/-
		Efficienza della rete	+/-
		Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini	+/-
	Presenza nuovi manufatti	Interazione aree di valore per il patrimonio naturale	-
		Occupazione di suolo	-
		Interazione aree di valore per i beni culturali e i beni paesaggistici	-
		Occupazione aree a pericolosità idrogeologica	-
	Occupazione aree a rischio antropico	-	

Tabella 8-13 Azione di nuova infrastrutturazione: correlazione tipologie di fattori e di effetti ambientali potenziali

#### **8.4 Le attenzioni volte al contenimento e/o mitigazione dell'effetto**

Nell'ambito del presente paragrafo sono fornite indicazioni sulle principali strategie di miglioramento da attuare al fine di contenere e/o mitigare il potenziale effetto atteso; nel successivo RA, in seguito all'individuazione di eventuali effetti ambientali, saranno indicate, in merito a ciascuna azione

operativa potenzialmente causa di effetti, le strategie tipologiche più idonee a contenere e/o mitigare l'effetto eventualmente atteso.

È opportuno ribadire che la determinazione degli effetti necessita del dettaglio proprio della fase progettuale e della analisi puntuale degli effetti stessi, determinati dalle azioni di progetto e così di conseguenza anche la determinazione delle più opportune misure di contenimento e mitigazione.

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

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

- localizzazione delle opere, per quanto possibile, in ambiti non sensibili dal punto di vista ambientale e paesaggistico e non in aree protette o comunque lungo possibili corridoi ecologici, oltre che esternamente alle immediate vicinanze dei centri abitati;
- realizzazione, per quanto possibile, dell'asse degli elettrodotti in appoggio ad assi o limitari già esistenti (strade, canali, alberature, confini);
- limitazione interferenze con attività esercitate nelle aree di intervento (es. attività agricole);
- posizionamento delle aree cantiere in settori non sensibili: tali aree e le nuove piste e strade di accesso sono generalmente posizionati, compatibilmente con le esigenze tecniche progettuali, in zone a minor valore vegetazionale.

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

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

Terna riduce preventivamente gli effetti delle opere sul paesaggio individuando soluzioni localizzative in aree con una buona compatibilità paesaggistica. I criteri che Terna applica e che sostengono la fase di scelta dell'ipotesi localizzativa, permettono infatti di individuare i percorsi delle linee elettriche o i siti in cui realizzare le opere, che meno interferiscono con la struttura del paesaggio.

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

- localizzazione delle opere in aree non visibili da strade panoramiche, strade di fruizione paesistica, centri abitati, zone verdi;
- progettazione delle opere evitando brusche variazioni di tracciato localizzate ed interferenze tra linee;
- localizzazione dei sostegni degli elettrodotti non in prossimità di elementi isolati di particolare spicco (alberi secolari, chiese, cappelle, dimore rurali, ecc.);
- localizzazione dei sostegni evitando la sovrapposizione ai punti focali, al fine di limitare l'impatto visivo;
- localizzazione delle opere, per quanto possibile, in ambiti a bassa sensibilità ambientale e paesaggistica e lontano dai centri abitati;
- limitazione dell'impatto visivo degli interventi in caso di vicinanza o diretta prospettiva con immobili tutelati ai sensi del titolo I Parte II del D.Lgs. 42/2004;
- conformità degli assi degli elettrodotti agli andamenti di altre linee fisiche di partizione del territorio, seguendo le depressioni e gli andamenti naturali del terreno;
- verniciatura dei sostegni: l'incidenza visiva dei sostegni costituenti l'elettrodotto è funzione non solo delle dimensioni e quindi dell'ingombro del sostegno stesso, ma anche del colore di cui verranno verniciati i tralicci. L'incidenza visiva dovuta al colore dei sostegni viene mitigata utilizzando colori che ben mimetizzino l'opera, in relazione alle caratteristiche proprie del paesaggio circostante.

Operando una schematizzazione e semplificazione delle principali tipologie di paesaggio, allo scopo di fornire un esempio di individuazione degli accorgimenti progettuali preventivi e delle misure di mitigazione attuabili, nella Tabella 8-14 sono state distinte le seguenti macrocategorie:

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

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

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

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

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

Tipologia di paesaggio	Accorgimenti futura fase progettuale
	Utilizzo di sostegni monostelo o tipo Foster in luogo dei tralicci tradizionali, laddove tecnicamente possibile
	Verniciatura dei sostegni idonea a favorire l'inserimento nel contesto territoriale paesaggistico

Tabella 8-14 Tipologie di misure per la componente Paesaggio

## 9 INDICAZIONI SULLA METODOLOGIA DEL SUCCESSIVO RA

### 9.1 Premessa

Ricordando che lo scopo della redazione del presente RPA, così come definito dal citato art.13 co.1 del D.Lgs. 152/2006, è quello di definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel successivo RA, il presente capitolo ha l'obiettivo di illustrare in modo sintetico le metodologie che saranno adottate nel RA, al fine di rispondere a quanto richiesto dalla normativa.

Oltre ad approfondire le tematiche già trattate nel presente RPA, saranno oggetto del successivo RA:

- analisi di coerenza interna ed esterna;
- analisi delle alternative del Piano;
- analisi degli effetti ambientali,
- indicazione delle misure di contenimento e/o mitigazione,
- indicazioni per il monitoraggio.

Nei paragrafi seguenti sono illustrate le suddette tematiche.

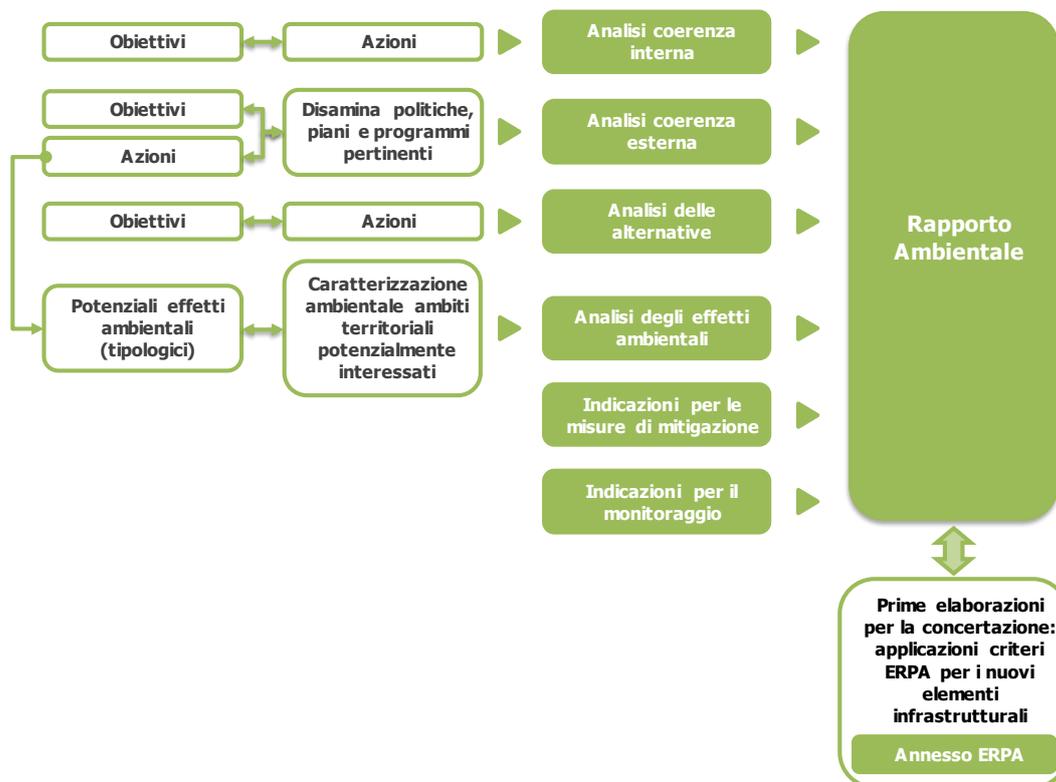


Figura 9-1 Schema logico per la redazione del Rapporto Ambientale

Per quanto concerne il tema delle indicazioni sulle misure di contenimento e/o mitigazione si rimanda a quanto illustrato nel paragrafo 8.4.

Nel presente capitolo inoltre saranno illustrate brevemente le metodologie atte a rispondere a quanto richiesto dall'art.10 del D.lgs. 152/2006 "Norme per il coordinamento e la semplificazione dei procedimenti", comma 3 ("La VAS e la VIA comprendono le procedure di valutazione d'incidenza ..."), ovvero che il RA dovrà dar conto delle possibili interferenze che l'attuazione del Piano possa generare sui siti appartenenti alla Rete natura 2000 (cfr. par. 9.6).

## 9.2 Analisi di coerenza

### 9.2.1 La coerenza interna

L'analisi di coerenza interna verifica la corrispondenza e la consequenzialità delle fasi che hanno portato alla costruzione del Piano di Sviluppo della RTN oggetto del presente Rapporto Preliminare Ambientale a partire dall'analisi del contesto.

In altre parole, tale analisi è finalizzata a stabilire la correlazione tra le Esigenze di Piano che annualmente si manifestano, i relativi obiettivi generali e obiettivi specifici e le Azioni da intraprendere per il raggiungimento degli obiettivi e per l'attuazione dei Piani.

In sostanza, l'analisi di coerenza deve consentire di verificare l'esistenza di eventuali contraddizioni all'interno del Piano, evidenziando, ad esempio, l'esistenza di obiettivi dichiarati ma non perseguiti e, più in generale, l'esistenza di fattori di contrasto tra gli obiettivi specifici e le diverse azioni previste, rispetto ad un obiettivo generale.

Attraverso tale verifica è possibile valutare le seguenti condizioni:

- tutte le Esigenze di Piano emerse devono risultare correlate ad almeno un obiettivo tecnico generale;
- una volta stabilite le Esigenze di Piano, tutti gli obiettivi tecnici generali dei Piani devono essere perseguiti da almeno un obiettivo tecnico specifico, ovvero non devono esistere obiettivi non perseguiti;
- tutti gli obiettivi tecnici specifici devono essere perseguiti da almeno una Azione;
- tutti gli effetti significativi dovuti alle Azioni devono essere misurati da almeno un indicatore.

Tutto ciò si traduce nell'identificazione delle Esigenze di Piano, sulle quali è impostato il Piano di Sviluppo, nella comprensione della logica degli obiettivi e degli effetti attesi dalle azioni di piano proposte (cfr. Figura 9-2).



Figura 9-2 Processo di analisi di coerenza interna del PdS della RTN

Osservando lo schema del processo di analisi di coerenza interna (cfr. Figura 9-2), appare immediato come l'individuazione delle esigenze di sviluppo possa rappresentare il passaggio cruciale per la valutazione dei Piani, dal quale discendono gli obiettivi specifici da perseguire e le Azioni di Piano da intraprendere, per il soddisfacimento delle esigenze stesse.

Per la rappresentazione di detti rapporti sarà condotta una matrice a tripla entrata, atta a consentire la lettura dei rapporti intercorrenti tra i diversi livelli di obiettivi di Piano e tra questi e le relative azioni (cfr. Figura 9-3).

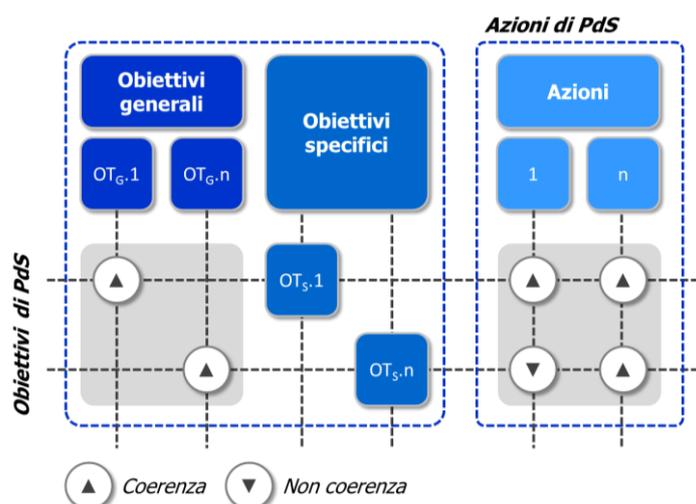


Figura 9-3 Schematizzazione della struttura della matrice di analisi di coerenza interna

La logica che sottende questo processo assume le esigenze di sviluppo del PdS come riferimento fondamentale della valutazione; date le esigenze di Piano, la verifica di coerenza interna consiste nel descrivere e valutare il processo tramite il quale le strategie del Piano intendono soddisfare tali esigenze, attraverso l'individuazione degli obiettivi specifici e delle Azioni di Piano correlate.

### 9.2.2 La coerenza esterna

L'analisi della coerenza esterna assume un ruolo decisivo nel consolidamento degli obiettivi generali, nella definizione delle azioni proposte per il loro conseguimento, e nella valutazione della congruità complessiva del Piano rispetto al contesto pianificatorio, programmatico e normativo nel quale esso si inserisce.

Nel caso in specie, la verifica di coerenza esterna è finalizzata a verificare le relazioni esistenti ed il grado di accordo del Piano di Sviluppo della RTN, in particolare dei suoi obiettivi, con quanto stabilito dagli altri piani o programmi appartenenti sia al settore energetico, sia a quello ambientale.

Come si è già avuto modo di osservare precedentemente, e come riportato sinteticamente nello schema logico che segue (cfr. Figura 9-4), gli obiettivi generali assunti dal PdS della RTN sono distinti in tecnici ed ambientali; entrambe le tipologie discendono da atti sovraordinati, a cui si fa riferimento durante la redazione del PdS stesso, con l'obiettivo di garantire gli standard di sicurezza ed efficienza

del servizio di trasmissione richiesti, secondo un approccio di sviluppo sostenibile, nel rispetto delle condizioni socio-economiche ed ambientali.

Terna, nell'espletare il proprio mandato, annualmente pianifica lo sviluppo della RTN analizzando lo stato del sistema elettrico e la sua evoluzione, lo sviluppo e la distribuzione dei consumi e della produzione di energia elettrica, per delineare gli scenari previsionali di rete e di sistema, in riferimento ai quali sono identificate le nuove esigenze di sviluppo della RTN.

L'individuazione delle nuove esigenze di sviluppo della RTN determina l'identificazione di un insieme di obiettivi specifici che devono tendere al perseguimento degli obiettivi generali dei Piani, in un'ottica risolutiva delle criticità della rete e in accordo con il sistema socio-economico ed ambientale in cui queste si manifestano (cfr. Figura 9-4), dando vita successivamente ad una serie di soluzioni possibili, o azioni, che sono alla base del Piano stesso.

Di seguito uno schema riassuntivo del processo che sarà successivamente adottato nella predisposizione del RA.

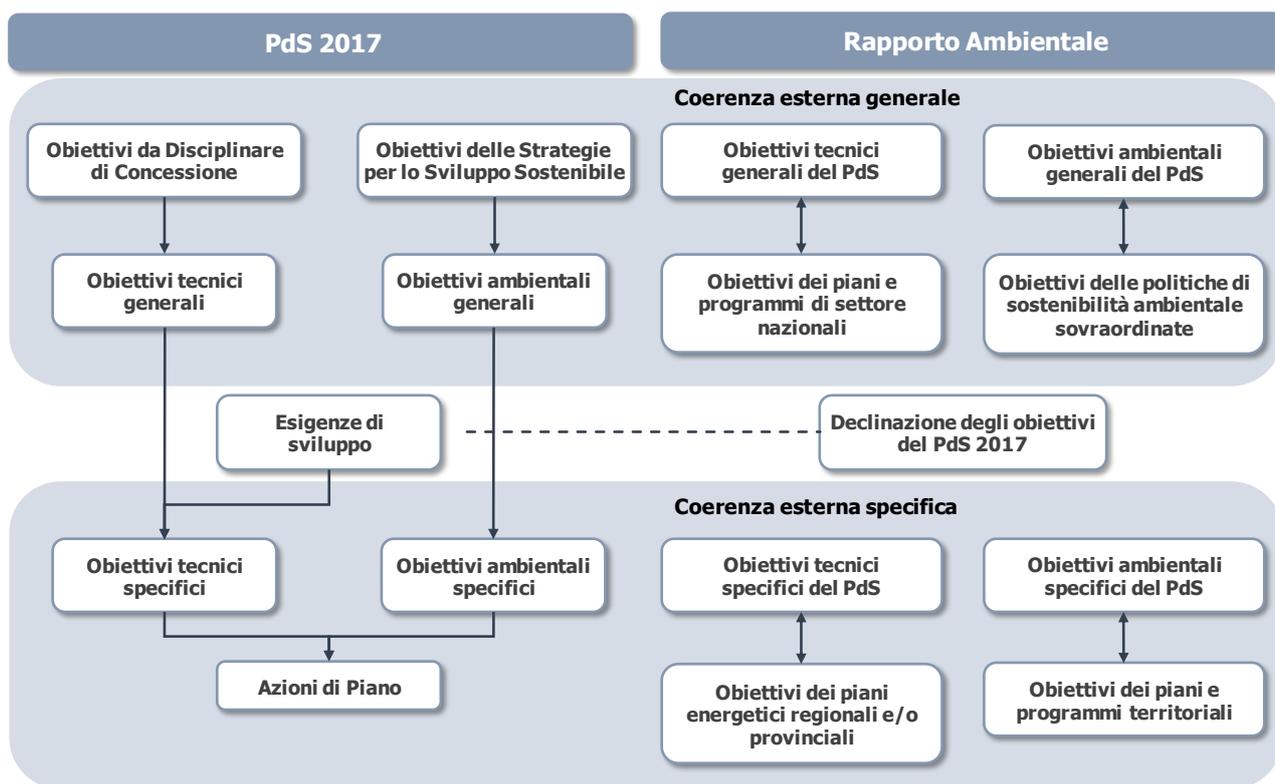


Figura 9-4 Gli obiettivi del PdS della RTN e le analisi di coerenza esterna

Nell'ambito della presente procedura di VAS, una volta individuati gli obiettivi generali del Piano e gli obiettivi specifici al manifestarsi dell'esigenza di sviluppo della RTN, è fondamentale procedere con la valutazione delle relazioni del PdS della RTN con gli altri piani e programmi pertinenti, al fine di

verificare la compatibilità, l'integrazione ed il raccordo degli obiettivi del Piano rispetto alle linee generali della programmazione settoriale ed intersettoriale.

Nell'ambito della fase di analisi di coerenza esterna, il PdS della RTN verrà esaminato sia in relazione al contesto programmatico e della pianificazione sovraordinata e di pari livello, sia rispetto alla pianificazione e programmazione più propriamente territoriale, nel momento in cui si manifesta un'esigenza di sviluppo.

Facendo riferimento al precedente schema logico (cfr. Figura 9-4), stante la complessità della programmazione e pianificazione con la quale il PdS della RTN deve interfacciarsi, la verifica di coerenza esterna nell'ambito del successivo Rapporto Ambientale sarà distinta secondo le seguenti due tipologie di analisi:

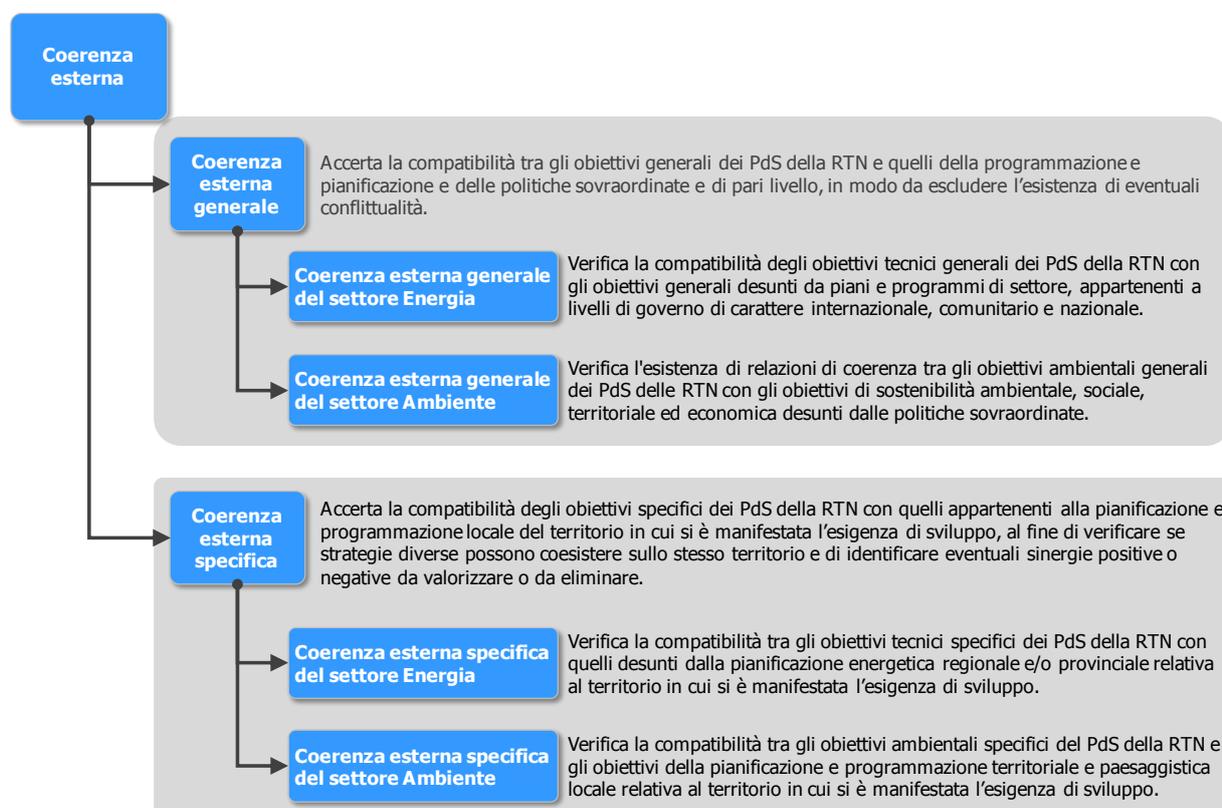


Figura 9-5 Tipologie di verifica della coerenza esterna

Nella risoluzione delle nuove esigenze, gli obiettivi specifici sono tali in quanto dipendono dalla manifestazione dell'esigenza stessa e dalle possibili soluzioni che si individuano al fine di soddisfarla; in tal senso la coerenza esterna specifica dipende, oltreché dal territorio in cui l'esigenza stessa si è manifestata, anche dalle tipologie di azioni scaturite per la risoluzione delle esigenze e, conseguentemente, per il raggiungimento degli obiettivi del PdS della RTN.

Per quanto infine riguarda le modalità di stima dei rapporti intercorrenti tra gli obiettivi del PdS e quelli dei Piani/programmi pertinenti, la loro natura sarà stimata con riferimento a tre categorie, individuate nella: coerenza, non coerenza e non pertinenza; Le diverse categorie corrispondono rispettivamente ai casi in cui è verificata la coerenza degli obiettivi del PdS rispetto al quadro normativo e programmatico, al caso in cui non vi è coerenza e al caso in cui gli obiettivi del piano/programma di riferimento riguardano temi diversi da quelli del PdS in esame.

### **9.3 Analisi delle alternative**

In risposta a quanto richiesto all'art. 13 co. 4 del D.lgs. 152/2006 e smi, nel Rapporto Ambientale devono essere descritte *"le ragionevoli alternative che possono adottarsi in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale del piano o del programma stesso"*.

Al riguardo si sottolinea che tale analisi attiene alle alternative di Piano e non di intervento. Dunque le alternative sono tutte quelle possibilità di azione che consentono di raggiungere l'obiettivo o gli obiettivi prefissati.

La formulazione normativa del tema delle alternative, se da un lato indica con chiarezza il parametro rispetto al quale debba essere svolta l'analisi delle alternative, riferendolo agli obiettivi di Piano ed alle caratteristiche del contesto territoriale del Piano stesso, dall'altro, non ne circoscrive con altrettanta chiarezza l'ambito di applicazione, ossia non definisce quali debbano essere le alternative da porre a confronto.

Ne consegue che, sotto il profilo metodologico, l'aspetto centrale da definire sia rappresentato dalla definizione di detto ambito di applicazione e, soprattutto, come questo si configuri nel caso specifico dei Piani di sviluppo di Terna.

Per quanto attiene l'oggetto della pianificazione, il Piano di sviluppo riguarda la RTN e non le modalità attraverso le quali soddisfare le esigenze energetiche nazionali, con ciò escludendo detto ultimo tema dal campo dell'analisi delle alternative.

In merito alle modalità di formazione dei Piani di sviluppo, i contenuti possono essere distinti in due gruppi, in ragione della loro natura esogena o endogena rispetto al Piano stesso, ossia del loro rappresentare degli elementi rispettivamente dipendenti da fattori esterni al Piano o, all'opposto, indipendenti in quanto oggetto di specifiche scelte di Piano.

Nello specifico, gli obiettivi tecnici generali, essendo definiti in sede di obblighi concessori, e le esigenze, derivando dalle condizioni di contesto rilevate per l'annualità di Piano, costituiscono dei contenuti esogeni e vincolanti per il Piano di sviluppo che, difatti, li assume come dati di input non modificabili; parimenti, gli obiettivi tecnici specifici, risultando dal rapporto tra obiettivi generali ed esigenze, presentano di fatto anch'essi natura esogena e carattere vincolante per le scelte di Piano. In buona sostanza, gli obiettivi tecnici generali, le esigenze annuali e gli obiettivi tecnici specifici, che rappresentano gli elementi iniziali della catena logica secondo la quale si articola il processo di

formazione proprio del PdS, costituiscono delle invarianti che, in quanto tali, non possono essere oggetto di alternative.

Sempre con riferimento a detto processo di formazione ed in particolare al passaggio successivo, ossia a quello che dagli obiettivi tecnici specifici porta alle azioni di Piano, come illustrato, uno stesso obiettivo può essere perseguito attraverso più categorie di azioni, quali le Azioni gestionali e le Azioni operative, ed all'interno di queste ultime, mediante più tipologie (Azioni operative – funzionalizzazioni; Azioni operative – demolizioni; Azioni operative – nuova infrastrutturazione).

L'assenza di una correlazione univoca tra obiettivi specifici ed azioni di Piano rende evidente come questa parte del processo di formazione dei Piani di sviluppo sia quella rispetto alla quale possa essere svolto il tema dell'analisi delle alternative, in quando in detta fase si esplicano le scelte pianificatorie.

Occorre altresì specificare che, in considerazione dei termini nei quali sono definite le azioni di Piano all'interno dei Piani di sviluppo di Terna, il campo prima identificato rappresenta l'unico rispetto al quale sia possibile condurre il tema dell'analisi delle alternative. A tale riguardo si ricorda che detto livello di definizione delle azioni non comporta l'indicazione di corridoi infrastrutturali né, a maggior ragione, di tracciati preliminari, risolvendosi unicamente nell'indicazione della necessità/volontà di realizzare una linea elettrica o una stazione elettrica all'interno di una determinata porzione territoriale.

Chiarito che l'ambito tematico rispetto al quale svolgere l'analisi delle alternative è costituito dalla scelta delle azioni di Piano mediante le quali perseguire gli obiettivi specifici, per quanto specificatamente attiene alle modalità attraverso le quali è operata la loro selezione, la logica seguita è quella di privilegiare le azioni che comportino il minor impegno in termini di modifiche della RTN e, conseguentemente, di effetti ambientali potenziali.

Il processo che ne scaturisce è di tipo iterativo. I criteri di selezione che saranno adottati ai fini della selezione delle alternative di azioni, sono identificati nella loro capacità di rispondere ai seguenti obiettivi:

- massimizzare i benefici elettrici per il sistema e presentare le migliori condizioni di fattibilità ai minori costi;
- garantire contemporaneamente il minore effetto ambientale e le maggiori possibilità di raggiungere gli obiettivi stabiliti, valutando complessivamente le azioni in funzione della logicità interna e della coerenza con le politiche generali.

In buona sostanza, rispetto ad ogni obiettivo tecnico specifico ed in considerazione delle specificità proprie del contesto territoriale al quale detto obiettivo è riferito, il processo di selezione delle alternative prenderà in considerazione, dapprima, le azioni gestionali, valutandone la perseguibilità rispetto ai criteri predetti. In caso di esito negativo della verifica, saranno successivamente indagate

le azioni operative della tipologia funzionalizzazioni e, solo in ultima istanza, quelle riguardanti la tipologia delle nuove infrastrutturazioni.

Quanto sopra detto viene sinteticamente illustrato nella figura seguente.

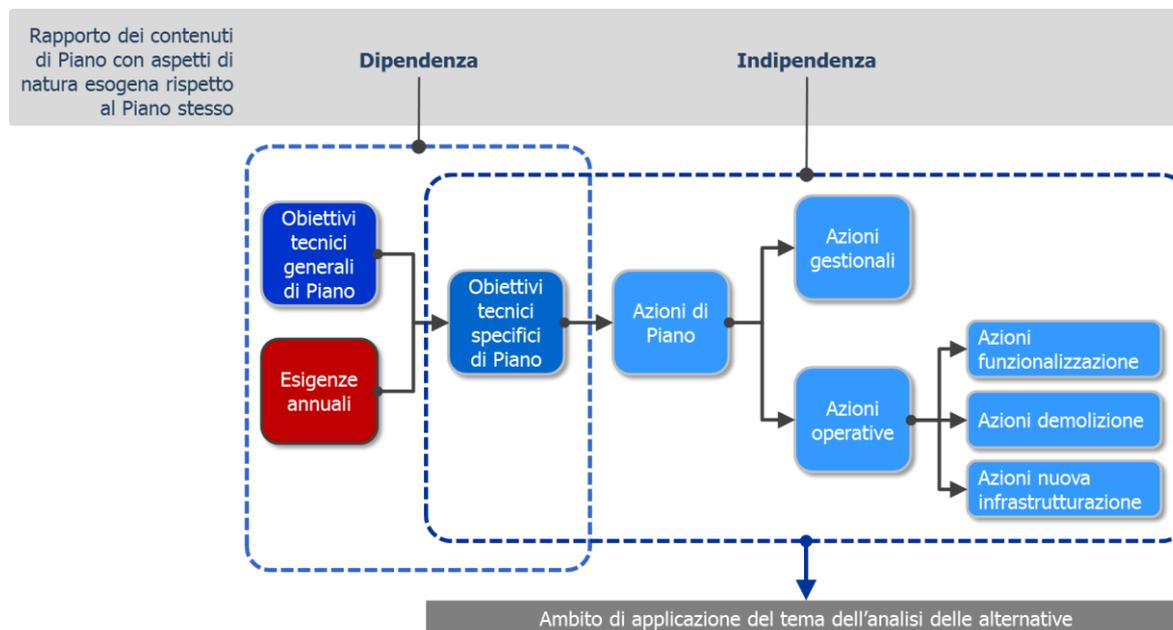


Figura 9-6 Criteri di strutturazione del tema delle alternative

In buona sostanza, il momento del processo pianificatorio nel quale effettivamente si determina la possibilità di assumere delle scelte tra loro alternative, è quello della definizione delle modalità attraverso le quali conseguire gli obiettivi specifici assunti, ossia quello della decisione, dapprima, della categoria di azione da porre in essere (Azioni gestionali o Azioni operative) e, successivamente, della tipologia di azione operativa (Azione di funzionalizzazione, Azione di demolizione, Azione di nuova infrastrutturazione).

Esemplificando, avendo assunto la "Riduzione delle limitazioni alla produzione della capacità rinnovabile" quale obiettivo specifico, l'iniziale alternativa che si prospetta riguarda la scelta della categoria di azioni attraverso le quali conseguire detto obiettivo, ossia decidendo tra azioni gestionali ed azioni operative. Una volta verificato che l'unica alternativa perseguibile è costituita dalle azioni operative, un secondo momento di scelta riguarda le tipologie, optando tra azioni di funzionalizzazione, di demolizione, o di nuova infrastrutturazione.

Nell'operare dette scelte, come indicato dal citato articolo del D.Lgs. 152/2006 e smi, i criteri adottati sono rappresentati dalla rispondenza agli obiettivi perseguiti e dalle caratteristiche del contesto territoriale nel quale si è prospettata l'esigenza riscontrata.

I termini nei quali sono definite le azioni di Piano all'interno dei Piani di sviluppo di Terna rendono peraltro impossibile prospettare il tema dell'analisi delle alternative rispetto ad un ambito concettuale ed operativo che non sia quello sin qui descritto.

A tale riguardo si ricorda che il livello di definizione delle azioni di Piano non implica l'indicazione di corridoi infrastrutturali né di tracciati preliminari, risolvendosi unicamente nell'indicazione della necessità/volontà di realizzare una linea elettrica o una stazione elettrica all'interno di una determinata porzione territoriale, così da rispondere alle esigenze emerse ed agli obiettivi generali derivanti dagli obblighi concessori che Terna deve ottemperare.

Nel Rapporto Ambientale per ogni azione proposta sarà fornita l'indicazione delle altre tipologie di azione considerate e analizzate, al fine di raggiungere lo stesso obiettivo (analisi delle alternative).

## ***9.4 Analisi degli effetti ambientali***

### **9.4.1 Gli indicatori per la stima degli effetti**

L'analisi degli effetti ambientali vera e propria, ossia l'applicazione di quanto indicato al territorio sarà effettuata nel successivo Rapporto ambientale, dove, grazie alle caratterizzazioni ambientali e alla considerazione di ciascuna azione in funzione della sua tipologia e del contesto territoriale in cui si colloca, saranno stimati gli effetti introdotti mediante la valorizzazione di opportuni indicatori.

Come schematizzato nella figura seguente, le tipologie di effetti ambientali individuate possono essere direttamente correlate alle caratteristiche del territorio che ospita l'azione sorgente dell'effetto o meno.

Conseguentemente, gli indicatori che si propongono per le analisi degli effetti sono definiti mediante grandezze che descrivono il territorio o meno. Nel primo caso si parla di "Indicatori di sostenibilità territoriali", nel secondo più semplicemente di "Indicatori di sostenibilità".

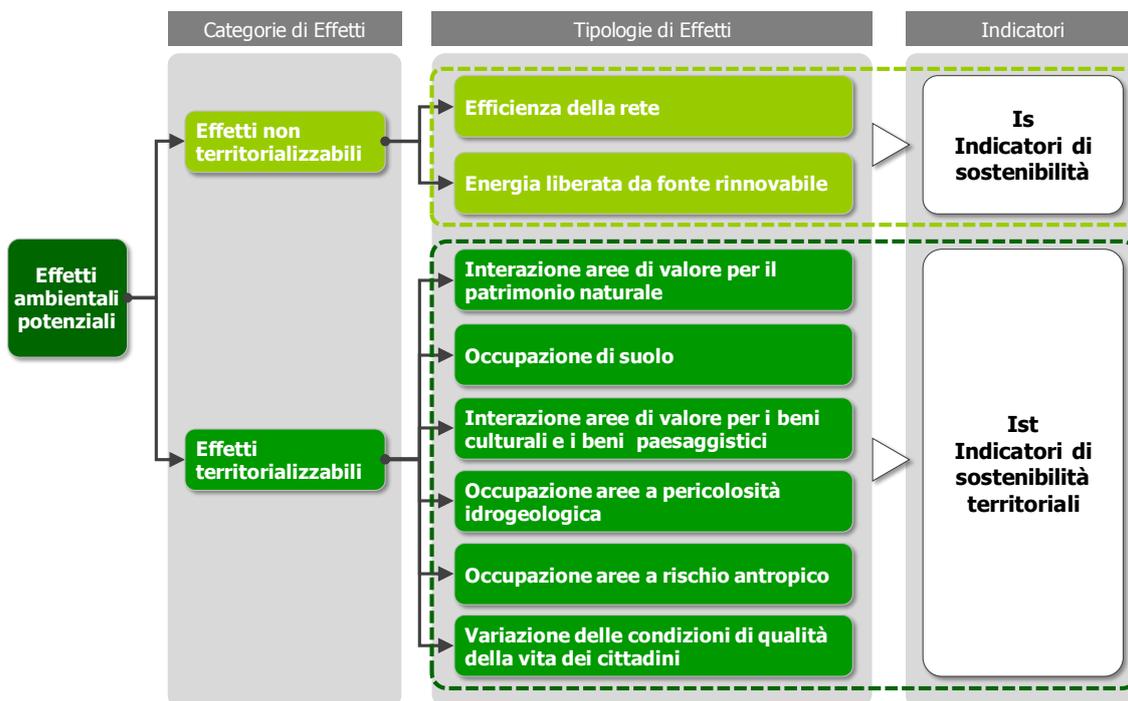


Figura 9-7 Schematizzazione delle tipologie di effetti ambientali

Mediante la valorizzazione di tali indicatori saranno stimati gli effetti ambientali per ciascuna azione e, attraverso le loro aggregazioni, per tipologia di azione e per l'intera annualità del PdS (per il complesso delle azioni del Piano).

Di seguito sono indicati gli indicatori proposti mentre in Allegato II, gli stessi sono descritti nel dettaglio.

Categoria effetto	Categoria ambientale	Tipologia effetto	Indicatore
<i>Effetto ambientale non territoriale</i>	Sviluppo sostenibile	Efficienza della rete	Is01 Efficacia elettrica
		Energia liberata da fonte rinnovabile	Is02 Energia liberata
<i>Effetto ambientale territoriale</i>	Patrimonio naturale	Interazione aree di valore per il patrimonio naturale	Ist01 Tutela delle aree di pregio per la biodiversità
			Ist02 Tutela del patrimonio forestale
			Ist03 Tutela degli ambienti naturali e seminaturali
			Ist04 Tutela delle reti ecologiche
			Ist05 Tutela aree agricole di pregio
		Occupazione di suolo	Ist06 Promozione dei corridoi infrastrutturali preferenziali
	Beni culturali e paesaggistici	Interazione aree di valore per i beni	Ist07 Tutela delle aree per i beni culturali e i beni paesaggistici
			Ist08 Tutela delle aree di riqualificazione paesaggistica

Categoria effetto	Categoria ambientale	Tipologia effetto	Indicatore
		culturali ed i beni paesaggistici	Ist09 Tutela delle aree caratterizzate da elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge
			Ist10 Tutela delle aree a rischio paesaggistico
			Ist11 Tutela delle aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale
			Ist12 Preferenza per le aree con buone capacità di mascheramento
			Ist13 Preferenza per le aree naturali con buone capacità di assorbimento visivo
			Ist14 Preferenza per le aree abitative con buone capacità di assorbimento visivo
			Ist15 Tutela delle aree ad alta percettibilità visuale
	Rischi naturali	Occupazione aree a pericolosità idrogeologica	Ist16 Riduzione dell'interferenza con aree a pericolosità idrogeologica
	Rischi antropici	Occupazione aree a pericolosità antropica	Ist17 Riduzione del rischio di interferenza con aree a rischio antropico
	Sistema insediativo	Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini	Ist18 Ripartizione della pressione territoriale
			Ist19 Rispetto delle aree urbanizzate
			Ist20 Limitazione dell'esposizione ai CEM
			Ist21 Promozione distanza dall'edificato

Tabella 9-1 Effetti ambientali potenzialmente connessi con le azioni previste dal PdS e loro indicatori

L'insieme degli indicatori predisposti è stato sviluppato in modo tale da poter determinare, in modo oggettivo, i potenziali effetti generati da tutte le diverse classi di azioni operative che un PdS può prevedere.

#### 9.4.2 L'analisi di sintesi degli effetti complessivi

Poiché i PdS della RTN sono dei piani di valenza strategica, oltre agli effetti correlati alle singole azioni, sono da considerare anche gli effetti riferiti al piano nel suo complesso. A tal fine, in primo luogo verrà eseguita una stima degli effetti ambientali, attraverso l'analisi del perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientali specifici. Tali obiettivi vengono definiti individuando dei valori di riferimento (target), riferiti agli indicatori di sostenibilità territoriali e non. Questi valori target saranno poi considerati in sede di monitoraggio (cfr. par.9.5) per esaminare le prestazioni ambientali della pianificazione di Terna.

I passaggi assunti per tale attività saranno quindi:

- la correlazione degli obiettivi di sostenibilità con gli indicatori per il calcolo degli effetti,
- l'individuazione del target degli obiettivi di sostenibilità mediante gli indicatori,

- la costruzione del quadro degli effetti mediante la stima del livello di perseguimento del target,
- la determinazione degli effetti complessivi del PdS.

### 9.4.3 La stima degli effetti cumulati

Il tema dell'analisi degli effetti cumulati potenzialmente generati dall'attuazione delle azioni intraprese da un piano è un tema cardine della Valutazione ambientale strategica, così come definito dal D.Lgs. 152/2006<sup>15</sup>; in questo modo è possibile determinare in via cautelativa anche l'eventuale compresenza e sovrapposizione degli effetti potenzialmente generati dalle scelte di Piano adottate. Nel caso particolare in esame, ovvero di Piano che determina azioni riguardanti ambiti dislocati su differenti zone del territorio nazionale, è necessario prima di tutto identificare quegli insiemi di azioni che, effettivamente, possano dar luogo ad effetti territoriali realmente cumulabili tra loro. Ad esempio, l'analisi della sovrapposizione degli effetti generati dalla realizzazione di un nuovo collegamento tra due stazioni nell'area sud-orientale della Sicilia e tra due stazioni nell'area metropolitana di Milano, data la distanza tra le localizzazioni delle opere previste, non fornisce alcuna informazione utile ai fini della valutazione complessiva degli effetti ambientali. Si ricorda infatti che, come definito nell'allegato VI alla Parte II del D.Lgs. 152/2006, relativamente ai contenuti del Rapporto ambientale, dovranno essere riportate le informazioni inerenti *"i possibili impatti significativi sull'ambiente, compresi aspetti quali la biodiversità, la popolazione, la salute umana, la flora e la fauna, il suolo, l'acqua, l'aria, i fattori climatici, i beni materiali, il patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico, il paesaggio e l'interrelazione tra i suddetti fattori ... compresi quelli cumulativi"*.

Da ciò risulta evidente che, sempre in riferimento all'esempio sopra riportato, l'azione prevista nell'area siciliana non possa determinare alcun effetto ambientale, qualunque sia la categoria di riferimento, sull'area metropolitana di Milano e viceversa.

Per tale motivo, è stata improntata una metodologia che risponda nel modo più corretto possibile a quanto richiesto; come primo passo saranno individuate le azioni operative indicate dal PdS che concorrono al raggiungimento degli obiettivi tecnici inerenti lo stesso ambito territoriale.

---

<sup>15</sup> Allegato VI alla Parte II "Contenuti del Rapporto ambientale di cui all'art. 13".

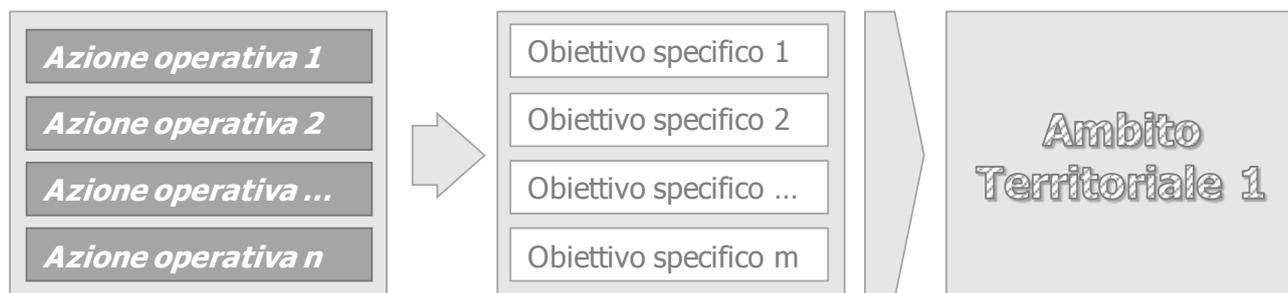


Figura 9-8 Selezione delle azioni inerenti lo stesso ambito territoriale

In seguito all'individuazione di tutte le azioni, sia di funzionalizzazione, di demolizione, che di nuova infrastrutturazione, concorrenti al soddisfacimento degli obiettivi specifici dello stesso ambito territoriale, verranno confrontati gli effetti potenzialmente generati da ciascuna azione. Ricordando che l'analisi degli effetti ambientali avviene mediante la stima di specifici indicatori, tale aggregazione avverrà proprio sulla base dei risultati ottenuti dalla stima dei suddetti indicatori.

Si vuole inoltre sottolineare che, anche se un insieme di azioni intende soddisfare gli obiettivi specifici di una determinata area, al fine di rendere più attendibile possibile la stima degli effetti per ciascuna tipologia di azione, sono state individuate per ciascuna di esse delle specifiche aree di studio (cfr. par.7.2); per tale motivo non risulterebbe corretto aggregare "numericamente" i valori ottenuti dal calcolo degli indicatori, poiché essi si riferiscono a temi, caratteristiche, dimensioni, ecc., proprie di ciascuna area di studio relativa ad una singola azione e quindi non matematicamente cumulabili; per tale motivo risulta più attendibile effettuare un confronto tra i risultati ottenuti.

Per rendere più chiaro il concetto si vuole illustrare un possibile caso di applicazione di tale metodologia: di seguito un'immagine relativa ad un ambito territoriale nel quale sono previste più azioni appartenenti a tipologie diverse.

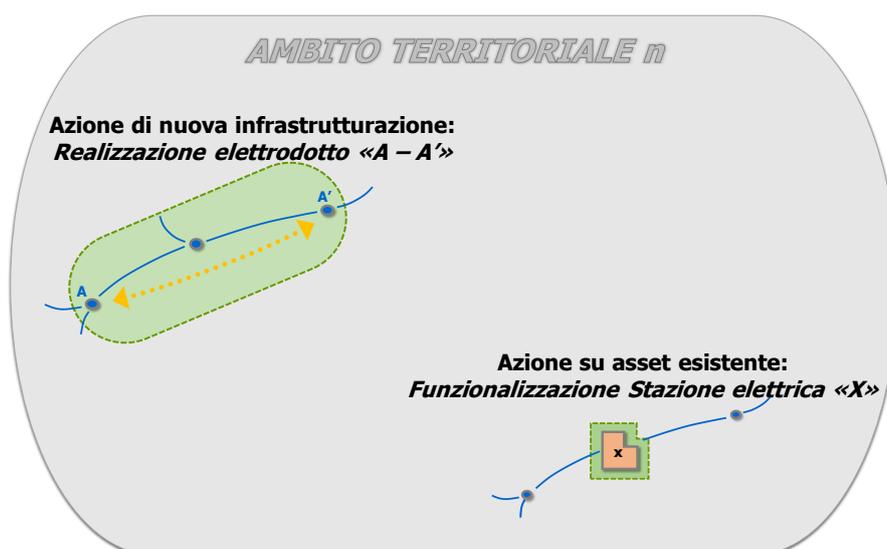


Figura 9-9 Schema di un ambito territoriale oggetto di più azioni operative

Ponendo di voler valutare l'effetto cumulato legato al tema della variazione della qualità di vita dei cittadini, si prenda ad esempio la stima dell'indicatore "Ist19 – Rispetto delle aree urbanizzate" che tiene conto della frazione dell'area di studio occupata da tessuto edificato.

Anche se il dato alla base del calcolo dell'indicatore, ovvero le aree caratterizzate da tessuto urbano, è lo stesso per le due tipologie di azione previste, ciò che cambia è la localizzazione delle aree di studio sulle quali verificare la presenza di tale dato e quindi confrontarle.

Potrebbe verificarsi infatti che, se da un lato l'area di indagine relativa alla nuova stazione elettrica sia completamente occupata da aree a tessuto urbano e che quindi il valore dell'indicatore in esame sia molto basso, dall'altro lato l'area di studio per la realizzazione del nuovo elettrodotto sia caratterizzata da una scarsa presenza di aree urbanizzate e che la stima dell'indicatore sia alta.

Quanto detto non significa che l'area di studio per l'azione di funzionalizzazione presenti un'estensione dell'area urbanizzata maggiore di quella riscontrabile nell'area di nuova realizzazione, ma che l'urbanizzato è maggiormente presente in termini percentuali nell'area relativa alla stazione; di seguito una tabella semplificativa del concetto.

<i>Azione nell'abito territoriale</i>	<i>Area di studio [km<sup>2</sup>]</i>	<i>Area a tessuto urbano nell'area di studio [km<sup>2</sup>]</i>	<i>Valore Ist19</i>
<i>Azione di funzionalizzazione sulla stazione "X"</i>	10	9	0,1
<i>Azione di nuova realizzazione elettrodotto "A-A'</i>	200	50	0,75

Tabella 9-2 Esempio stima valore Ist19 per differenti aree

Ne consegue che la combinazione numerica dei risultati ottenuti per l'indicatore in esame porterebbe ad una valutazione, oltre che non utile, anche errata ai fini dell'analisi degli effetti: in primis l'errore risiede nel voler combinare informazioni ottenute da rapporti tra aree di studio differenti, sia per dimensioni che soprattutto per caratteristiche; inoltre, tale aggregazione sottovaluterebbe l'eventuale criticità presente nell'area inerente la stazione elettrica, mediando il dato sull'altra area di indagine e rendendo così non più riscontrabile, e quindi non più oggetto di idonee attenzioni, la problematicità.

Si è scelto quindi di "cumulare" gli effetti eseguendo un confronto tra tutti i risultati ottenuti per ciascun indicatore calcolato, mantenendo tutte le informazioni relative a ciascuna area di ciascuna azione operativa e traendone le opportune conclusioni.

## **9.5 Indicazioni per il monitoraggio**

### **9.5.1 Premessa**

Il Rapporto Ambientale comprenderà anche l'indicazione delle misure in merito al monitoraggio, cioè sarà descritta la metodologia per lo svolgimento del monitoraggio VAS, che successivamente sarà

attuato e i cui esiti saranno divulgati attraverso i Rapporti di monitoraggio (cfr. All. VI, lett. i) del D.Lgs. 152/2006).

La metodologia viene comunque sinteticamente riportata anche nel presente capitolo ed è composta dalle seguenti parti:

- gli indicatori di impatto territoriale già inseriti nel PdS;
- il monitoraggio di avanzamento;
- il monitoraggio di processo;
- il monitoraggio ambientale, che comprende sia quello degli effetti che quello del raggiungimento degli obiettivi.

Nei successivi paragrafi sono definite le suddette parti di cui si compone il monitoraggio.

Al fine di rendere di più facile lettura le indicazioni del monitoraggio, si ricorda che l'oggetto della VAS, che ha inizio con la consultazione del presente Rapporto Preliminare Ambientale, sono i nuovi interventi di sviluppo in esso proposti, mentre ciò che è relativo all'avanzamento degli interventi proposti nelle passate annualità del PdS sarà trattato nei futuri Rapporti di monitoraggio.

In particolare si evidenzia che, secondo la metodologia proposta all'interno del presente RPA, per consentire un efficace disamina delle tematiche che è necessario analizzare in un processo di VAS, è stata operata una lettura degli interventi di sviluppo proposti nei PdS, che è consistita in una articolazione in diverse tipologie di "azioni" (cfr. par. 5.3.1).

A titolo esemplificativo, di seguito si riporta una tabella relativa agli interventi di sviluppo proposti nel PdS e la loro articolazione in azioni.

Interventi di sviluppo da lettura PdS				Azioni operative	
n.	Cod.	Nome	Descrizione	n.	Descrizione
1	23-P	Rete 132 kV provincia Aosta	Al fine di garantire un adeguato livello di affidabilità e flessibilità di esercizio nella rete 132 kV dell'area di Aosta, sarà superata l'attuale gestione a tre estremi "Rhins - Signayes - Aosta Ovest". L'intervento garantirà un sensibile miglioramento della gestione, sicurezza di alimentazione del carico locale	1A	Inserimento sezionatori su palo esistente presso Signayes all.
2	152-P	Stazione 220 kV Tirano	Al fine di garantire un adeguato profilo di tensione sulle lunghe direttrici 220 kV che collegano l'alta Valtellina ai carichi dell'area di Milano si prevederà l'installazione presso la SE 220 di Tirano di un banco di reattanze	2A	Installazione reattanze presso la SE 220 kV Tirano
3	153-P	Riassetto rete 132 kV area Rho	Al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete 132 kV sottesa fra le stazioni di Baggio e Ospiate sarà studiata la possibilità di realizzare una nuova stazione di smistamento presso l'attuale	3A 3B	Nuova SE 132 kV presso la CP Rho Rimozione delle limitazioni

Interventi di sviluppo da lettura PdS				Azioni operative	
n.	Cod.	Nome	Descrizione	n.	Descrizione
			Cabina Primaria di Rho, raccordando anche la rete ex-RFI, e rimuovendo le limitazioni sugli attuali elettrodotti 132 kV "Ospiate - Lainate", "Lainate - Rho" e "Rho - Settimo". Le attività consentiranno un miglioramento degli attuali profili di tensione dell'area e un aumento dei margini di adeguatezza per la copertura dei carichi presenti e futuri		sull'elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"
				3C	Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"
				3D	Rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 132 kV "Rho - Settimo"
4	343-N	Direttrice 132 kV Martignone - Castel maggiore	Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti realizzando una direttrice 132 kV Martignone - Tavernelle FS - Calderara - Castel maggiore, dismettendo i tratti di linea non più funzionali	4A	Integrazione con la RTN direttrice 132 kV tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore
5	433-N	Rimozione derivazione rigida S. Angelo	Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio di trasmissione nell'area della Val di Sangro, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea 150 kV "CP Casoli - CP Atessa ZI - der. A. S. Angelo", realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 150 kV "Casoli - A. S. Angelo" e "A. S. Angelo - CP Atessa ZI"	5A	Ricostruzione linea in doppia terna presso A.S. Angelo
6	535-N	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	Al fine di consentire l'immissione in rete, in condizioni di migliore sicurezza della produzione di impianti da fonti rinnovabili installati e previsti sulle direttrici 150 kV comprese tra le SE 400/150 kV di Andria e Foggia, si prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SE Deliceto, SE Stornara e la Cerignola FS, sfruttando gli asset AT esistenti nell'area. Tale attività consentirà la rimangiatura con la RTN della direttrice FS "Foggia - Bari" migliorando nel contempo la continuità del servizio	6A	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornarella e Stornara
				6B	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE Stornara e la Cerignola FS

Tabella 9-3 Interventi e suddivisione in azioni del PdS 2017

### 9.5.2 Gli indicatori di impatto territoriale già inseriti nel PdS

Nel PdS 2017 sono stati introdotti tre indicatori denominati di "impatto territoriale", così definiti:

- I22. Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da reti elettriche;
- I23. Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse naturale o per la biodiversità;
- I24. Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico.

Tali indicatori, valorizzati già in sede di pianificazione, hanno lo scopo di rispondere a quanto richiesto dalla Delibera 627/2016/R/EEL, che prevede che per gli interventi di sviluppo della rete con costo di investimento stimato pari o superiore a 25 milioni di euro<sup>16</sup> sia prevista l'applicazione della metodologia di analisi costi benefici come declinata dall'Allegato A alla Delibera stessa; tra i requisiti dettati dall'Allegato, vi è anche richiesta la quantificazione delle voci di "impatto" illustrate.

### 9.5.3 Il monitoraggio di avanzamento

Il monitoraggio di avanzamento svolge l'importante obiettivo di monitorare l'evoluzione nel tempo dell'attuazione dei diversi Piani di Sviluppo. Tale attività non riguarda perciò aspetti correlati all'ambiente o alle dinamiche sociali, bensì consente di valutare lo stato di avanzamento di quanto pianificato.

Appare evidente come tale attività, se pur non direttamente collegata agli aspetti ambientali, lo è in maniera indiretta: l'attuazione delle azioni pianificate risulta avere sempre delle relazioni con il territorio e, conseguentemente, con l'ambiente.

Monitorarne l'attuazione pertanto, consente di valutare, in via indiretta, l'attuazione delle stime effettuate. Per tale motivazione all'interno del quadro logico del Monitoraggio, l'analisi dello stato di avanzamento del Piano deve essere preliminare ad i monitoraggi ambientali.

Gli step procedurali di avanzamento di un PdS coinvolgono le fasi di:

- |                   |   |                  |                     |
|-------------------|---|------------------|---------------------|
| • pianificazione; | → | livello di Piano |                     |
| • concertazione;  | } | →                |                     |
| • autorizzazione; |   |                  | livello di progetto |
| • realizzazione.  |   |                  |                     |

Al fine di valutare l'avanzamento del PdS ed il perseguimento di quanto in esso pianificato, risulta necessario monitorare l'avanzamento delle azioni di piano rispetto ai sopracitati step.

<sup>16</sup> Per gli schemi di Piano successivi al 2017, almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 15 milioni di euro.

Nello specifico sono previsti due livelli di monitoraggio:

- *un monitoraggio "complessivo"*: in grado di valutare lo stato di avanzamento complessivo (considerando cioè tutti gli interventi/azioni dei diversi PdS pianificati nel corso degli anni) degli interventi/azioni pianificati da Terna;
- *un monitoraggio "PdS specifico"*: in grado di considerare l'avanzamento degli interventi/azioni correlandoli ai singoli piani di sviluppo.

Tale approccio permetterà quindi una duplice conoscenza: da un lato l'informazione complessiva circa lo stato di avanzamento di quanto pianificato da Terna, dall'altro l'informazione sull'avanzamento delle singole annualità, al fine di poter individuare eventuali criticità specifiche e definire eventuali misure correttive consone, perseguendo così criteri di maggiore efficacia ed efficienza.

*Il monitoraggio di avanzamento complessivo* ha l'obiettivo di verificare l'evoluzione procedurale di quanto pianificato da Terna nel corso della redazione dei diversi Piani di Sviluppo; gli indicatori non sono quindi legati a specifiche aree di attuazione del piano, ma restituiscono unicamente l'informazione circa lo stato di avanzamento dei PdS secondo le fasi citate in precedenza (pianificazione, concertazione, autorizzazione, realizzazione).

Nella logica del monitoraggio e nello specifico dell'avanzamento, quello che si intende seguire è il cambiamento di "fase".

La struttura degli indicatori, pertanto, è realizzata al fine di monitorare quanti interventi/azioni hanno cambiato fase nel corso di un'annualità. Occorre quindi capire il numero di interventi/azioni che al primo gennaio dell'anno *i*-esimo si trovavano in una determinata fase e rapportarlo al numero di azioni che sono passate alla fase successiva alla fine dell'annualità presa in considerazione.

La formulazione generica di tali indicatori pertanto può essere definita da:

$$I_{AVi} = \frac{\sum x_i}{\sum x_t}$$

dove:

- $x_i$  = intervento/azione che al 31 dicembre dell'anno *i*-esimo ha cambiato fase (es. gli interventi/azioni che sono passati in concertazione dalla fase di pianificazione);
- $x_t$  = intervento/azione che al 1 gennaio dell'anno *i*-esimo è in una fase precedente a quella dell'intervento/azione  $x_i$ , ovvero il numero totale di interventi che al 1 gennaio si trovavano nella fase precedente (es. gli interventi/azioni che sono in pianificazione).

Stante quanto affermato in precedenza circa le fasi di avanzamento che possono essere monitorate è possibile individuare un set di 4 indicatori di processo così come identificati in Tabella 9-4.

### Indicatori di avanzamento complessivi

$I_{AVN}$	Descrizione
$I_{AV1}$	(n. interventi/azioni che hanno iniziato la fase di concertazione al 31.12.20xx)/(n. interventi/azioni che si trovano nella fase di pianificazione al 01.01.20xx)
$I_{AV2}$	(n. interventi/azioni che hanno iniziato la fase di autorizzazione al 31.12.20xx)/(n. interventi/azioni che si trovano nella fase di concertazione al 01.01.20xx)
$I_{AV3}$	(n. interventi/azioni che hanno iniziato la fase di realizzazione al 31.12.20xx)/(n. interventi/azioni che si trovano nella fase di autorizzazione al 01.01.20xx)
$I_{AV4}$	(n. interventi/azioni che sono stati conclusi al 31.12.20xx)/(n. interventi/azioni che si trovano nella fase di realizzazione al 01.01.20xx)

Tabella 9-4 Indicatori di avanzamento complessivo

*Il monitoraggio di avanzamento PdS Specifico* permette di apprezzare anche il contributo del singolo PdS (ovvero annualità) e non più solo del complesso dei Piani.

La logica con cui vengono strutturati gli indicatori resta la stessa del monitoraggio di avanzamento complessivo, andando però a verificare quali interventi/azioni cambino "fase" durante l'annualità. In considerazione della metodologia di calcolo degli indicatori di avanzamento complessivo, inoltre, è possibile considerare il monitoraggio di avanzamento PdS specifico, come una quota parte del complessivo.

Dal punto di vista matematico, infatti, l'indicatore di avanzamento n-esimo  $I_{AVn}$  è esprimibile come la sommatoria dei contributi degli avanzamenti degli interventi/azioni  $x$  di ogni PdS:

$$I_{AVn} = \frac{\sum_{k=r}^m x_{ik}}{\sum_{k=r}^m x_{tk}}$$

Dove:

- $k$  rappresenta la specifica annualità ovvero lo specifico PdS (es. PdS 2011) che può variare dall'anno  $r$ -esimo del primo anno di osservazione ad  $m$ , annualità in esame;
- $x_i$  = intervento/azione che al 31 dicembre dell'anno  $i$ -esimo ha cambiato fase (es. gli interventi/azioni che sono passati in concertazione dalla fase di pianificazione), riferiti all'annualità  $k$ ;
- $x_t$  = intervento/azione che al 1 gennaio dell'anno  $i$ -esimo è in una fase precedente a quella dell'intervento/azione  $x_i$ , ovvero il numero totale di interventi che al 1 gennaio si trovavano nella fase precedente (es. gli interventi/azioni che sono in pianificazione), riferiti all'annualità  $k$ .

Tale tipo di monitoraggio consente di: individuare il totale degli interventi/azioni previsti da un singolo PdS, avere contezza dell'annualità in cui tali interventi/azioni hanno cambiato fase, degli interventi/azioni restanti per singolo PdS e della quota parte di contributo del singolo PdS all'indicatore complessivo.

#### 9.5.4 Il monitoraggio di processo

Per quanto concerne la tipologia di monitoraggio oggetto del presente paragrafo, in primo luogo ci si riferisce agli indicatori di processo nella accezione indicata da ISPRA<sup>17</sup>, per la quale detti indicatori servono per controllare l'avanzamento degli interventi/azioni di Piano, utile per poi correlarle agli effetti che gli stessi generano e che si intendono controllare (cfr. 9.5.5).

Secondo quanto indicato da ISPRA, gli indicatori di processo (IP) devono essere identificati a partire dagli interventi/azioni di Piano, di cui descrivono le caratteristiche fisiche o tecniche, e devono essere indicatori immediati e semplici.

Nel riguardo si propongono, per le seguenti tipologie di interventi/azioni (Funzionalizzazioni, Demolizioni, Nuove realizzazioni), i relativi Indicatori di processo:

	Indicatori di Processo			
	Elettrodotti		Stazioni	
<i>Funzionalizzazioni</i>	IP <sub>F</sub>	km di rete funzionalizzata	IP <sub>F</sub>	n. stazioni funzionalizzate
<i>Demolizioni</i>	IP <sub>D</sub>	km di rete demoliti	IP <sub>D</sub>	n. stazioni demolite
<i>Nuove realizzazioni</i>	IP <sub>N</sub>	km di rete realizzati	IP <sub>N</sub>	n. stazioni realizzate

Tabella 9-5 Indicatori di Processo

Gli indicatori di processo, nel monitoraggio del Piano, sono quindi funzionali a verificare e quantificare l'attuazione degli interventi/azioni di Piano. Tuttavia, nella metodologia proposta, si rivelano utili anche al monitoraggio ambientale, proprio perché permettono, a partire dagli interventi/azioni di piano, di correlare gli stessi, con modalità da definire a seconda della tematica trattata, agli indicatori di contributo e contesto, che sono indicatori di monitoraggio ambientale (trattati nei successivi paragrafi) e quindi al raggiungimento degli obiettivi ambientali. Tali indicatori, essendo legati agli interventi/azioni di piano, possono essere aggiornati man mano che l'intervento/azione viene attuato, cioè in corrispondenza dell'evoluzione di ogni sua fase attuativa. Ogni volta che l'indicatore di processo viene aggiornato, può essere definito più precisamente anche l'indicatore di contributo (v. paragrafi successivi).

Le informazioni inerenti le diverse tipologie di intervento/azione saranno infine opportunamente aggregate a livello di piano.

<sup>17</sup> "Indicazioni metodologiche e operative per il monitoraggio VAS", a cura del MATTM e ISPRA, ottobre 2012.

## 9.5.5 Il monitoraggio ambientale

### 9.5.5.1 Il monitoraggio ambientale complessivo

Coerentemente a quanto definito per il monitoraggio di avanzamento, anche il monitoraggio ambientale può essere distinto in relazione ad un sistema complessivo (dato dall'attuazione dei diversi piani) e ad un sistema relativo agli interventi/azioni pianificati nelle singole annualità e, in tal senso, definibile come PdS specifico.

Nel presente paragrafo si intendono richiamare gli indicatori ambientali complessivi (Indicatori di sostenibilità complessivi) e la metodologia di calcolo degli stessi, al fine di poter analizzare e valutare gli effetti ambientali complessivamente indotti dall'attuazione dei PdS.

Tali indicatori rappresentano dei dati che sono indipendenti dalla localizzazione geografica dei singoli interventi previsti dai PdS, ma che risultano legati agli effetti complessivi di implementazione degli interventi stessi sulla RTN. Tali indicatori vengono calcolati attraverso strumenti analitici basati su parametri tecnici legati all'insieme degli interventi previsti dal PdS, di cui valutano le prestazioni in termini di efficientamento della rete ed in particolare degli aspetti ambientali collegati.

Gli indicatori di sostenibilità complessivi possono essere identificati attraverso la Tabella 9-6 in tre tematiche principali, correlate all'attuazione di quanto pianificato da Terna, così come specificato nel paragrafo precedente.

Cod.	Indicatori di sostenibilità complessivi	Descrizione
Ic01	Emissioni evitate di gas climalteranti	L'indicatore è volto a determinare la riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> attraverso: <ul style="list-style-type: none"> <li>• la riduzione delle perdite di rete;</li> <li>• un miglior sfruttamento della generazione termoelettrica;</li> <li>• la penetrazione sempre maggiore nel sistema elettrico di produzione da fonti rinnovabili.</li> </ul>
Ic02	Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili	L'indicatore è volto a determinare, tramite calcoli di tipo load flow, la capacità di potenza rinnovabile liberata e non più soggetta a limitazioni a seguito della realizzazione degli interventi di Piano.
Ic03	Riduzione dell'energia non fornita	L'indicatore è volto a determinare la riduzione dell'energia non fornita a seguito della realizzazione degli interventi di Piano.

Tabella 9-6 Indicatori di sostenibilità complessivi

### 9.5.5.2 Il monitoraggio ambientale PdS specifico

Con riferimento alle azioni operative oggetto del monitoraggio è opportuno ricordare la distinzione, già considerata al par.5.3, e la seguente analisi degli effetti, determinata in relazione alla catena logica Azione - Fattore Causale - Effetto potenziale, vista al capitolo 8.

Sulla scorta di quanto analizzato in precedenza sono quindi distinguibili due categorie di effetti potenziali: gli effetti che si determinano sul contesto territoriale nel quale è condotta l'azione, indicati con il termine "territorializzabili", e gli effetti che non presentano un legame definibile con il contesto territoriale di attuazione dell'azione. Sulla scorta di tale considerazione il monitoraggio ambientale PdS specifico può essere distinto in due macro categorie:

- monitoraggio ambientale non territoriale;
- monitoraggio ambientale territoriale.

Saranno quindi distinti *in primis* gli aspetti metodologici correlati alla determinazione del monitoraggio ambientale non territoriale e, successivamente, quelli del monitoraggio territoriale.

Per quanto concerne il monitoraggio ambientale non territoriale si ricordano gli indicatori del set individuato per il monitoraggio degli effetti non territoriali, denominati Indicatori di sostenibilità (Is) relativi all'efficienza della rete ed all'energia liberata da fonti rinnovabili (cfr. par.9.4.1), che sono stati definiti per valutare il conseguimento degli obiettivi da parte del gestore, assunti in fase di pianificazione.

Per il monitoraggio ambientale territoriale il primo passo per definire una corretta metodologia è quello di associare agli indicatori di processo (IP), un set di indicatori di contributo ( $I_{CR}$ ) e di indicatori di contesto ( $I_{CE}$ ), così come proposto dalle Indicazioni di ISPRA.

Nell'ottica della definizione dello stato del territorio e del contributo sugli effetti ambientali (anche potenziali) forniti dall'intervento/azione è possibile individuare sia gli indicatori di contesto all'interno dell'area degli effetti potenziali ( $I_{CE}$ ), sia gli indicatori di contributo nella medesima area ( $I_{CR}$ ).

In particolare:

- l'indicatore di contesto ( $I_{CE}$ ) definisce lo stato di fatto nell'area di studio. In relazione all'esempio precedente, le aree SIC, ZPS, ecc. presenti nell'area di studio (in km<sup>2</sup>);
- l'indicatore di contributo ( $I_{CR}$ ) monitora il contributo agli effetti che l'attuazione del piano fornisce. Un esempio è possibile effettuarlo attraverso l'analisi dell'obiettivo "Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat".

In questo caso vi è l'obiettivo della tutela delle aree quali parchi, riserve naturali, SIC, ZPS, ecc. L'indicatore di contributo, pertanto, sarà la superficie di tali aree (in km<sup>2</sup>) preservata (ossia non interessata dagli interventi/azioni di piano) all'interno dell'area di studio<sup>18</sup> definita in fase di pianificazione.

---

<sup>18</sup> Tale area di studio è stata assunta in fase di pianificazione come l'area degli effetti potenziali (ossia l'area massima in cui si potrebbero esplicitare effetti) e pertanto viene lasciata invariata in tutto il processo di monitoraggio.

Tale monitoraggio è quindi in grado di fornire una stima degli effetti che l'attuazione degli interventi/azioni di piano avrà in relazione al contesto. Inoltre, fornisce un valore espresso in un'unità di misura definita (es. km<sup>2</sup>, n. ecc.) e non più solamente come valore adimensionale, per tutti gli indicatori proposti (di processo, di contributo e di contesto).

Come indicato precedentemente, gli indicatori di contesto  $I_{CE}$  permettono di "fotografare" lo stato dell'ambiente in un determinato momento, mentre gli indicatori di contributo  $I_{CR}$  ne rappresentano la variazione legata ad un intervento/azione, cioè permettono di apprezzare la variazione del contesto ambientale provocata dall'intervento/azione di piano.

L'identificazione di entrambe le tipologie di indicatori nasce dall'analisi delle catene causa - effetto sullo stato dell'ambiente sui cui agiscono gli interventi/azioni di piano.

Si riporta di seguito un esempio di costruzione di indicatori di contesto e di contributo inerenti una tematica ambientale.

Tema	Grandezza considerata	Indicatore di contesto		Indicatore di contributo		Effetto
Aree appartenenti alla Rete Natura 2000	$S$ indica la superficie [km <sup>2</sup> ] di aree naturali protette istituite a livello comunitario disciplinate da normativa sovraordinata (SIC, ZSC e ZPS)	$I_{CE1}$	$S$ nell'area di studio	$I_{CR1}$	$S$ preservata	Interazione aree di valore per il patrimonio naturale comunitario

Tabella 9-7 Esempio di Indicatori di contesto e di contributo per il monitoraggio degli effetti

Al fine di monitorare il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale già precedentemente individuati (cfr. par.5.2.4), si farà riferimento al set di indicatori di sostenibilità territoriale – Ist.

Partendo dall'esempio precedente, si riporta l'Ist calcolabile dai suddetti indicatori di contesto e contributo.

Indicatore di sostenibilità territoriale	Modalità di calcolo	Obiettivo di sostenibilità ambientale	
Ist01a Tutela delle aree appartenenti alla rete Natura 2000	$I_{CR1}/I_{CE1}$	OAs4	Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat

Tabella 9-8 Esempio di indicatore di sostenibilità ambientale

Entrando nel merito del monitoraggio ambientale territoriale è possibile effettuare un'ulteriore distinzione, andando a specificare diverse estensioni territoriali di monitoraggio.

In particolare saranno effettuati i monitoraggi ambientali territoriali per ciascuna delle seguenti estensioni territoriali:

- Estensione Nazionale;
- Estensione Area Vasta: identificando le seguenti estensioni Nord-Ovest, Nord-Est, Nord, Centro-Nord, Centro, Sud, Sicilia, Sardegna;

- Estensione Regionale;
- Estensione della singola azione.

Tale aspetto influenzerà il monitoraggio territoriale discretizzando le aree di studio all'interno delle diverse estensioni territoriali. In ultimo, sarà necessario tenere in considerazione anche la "fase" degli interventi/azioni monitorati, così come visto nel monitoraggio di avanzamento. L'influenza sull'area di studio nel monitoraggio (a differenza di quanto visto per la Pianificazione) è in stretta relazione con la fase procedurale in cui l'intervento/azione stesso si trova. Saranno considerate aree di studio differenti a seconda se l'intervento/azione è in fase di pianificazione, concertazione, autorizzazione o realizzazione.

### 9.5.6 Il confronto con l'annualità precedente

La metodologia proposta, soprattutto con riferimento al monitoraggio ambientale, consente di avere un dato quantitativo in grado di descrivere gli effetti dei diversi interventi/azioni pianificati.

Il valore ottenuto si riferisce a quanto aggiornabile alla fine dell'annualità di riferimento del monitoraggio. Appare pertanto opportuno poter disporre di uno strumento che sia in grado di valutare l'evoluzione dei diversi indicatori, al fine di poter capire come l'evoluzione degli interventi/azioni nelle diverse fasi procedurali influisca sugli stessi, in modo da poter comprendere se l'avanzamento delle fasi determini una modifica nell'analisi degli effetti ambientali dell'attuazione degli interventi/azioni di Piano. Lo strumento che si propone è una grandezza chiamata "Quantità monitorata" ( $Qm$ ), che rappresenta il valore calcolato per un generico indicatore  $i$ -esimo in sede di redazione del Rapporto di Monitoraggio. Tale grandezza potrà essere utilizzata come indicato nella seguente tabella.

Confronto	Analisi con l'annualità precedente	Simbolo
$Qm_{anno\ x} > Qm_{anno\ x-1}$	Valore di monitoraggio dell'annualità superiore al valore dell'annualità precedente	
$Qm_{anno\ x} = Qm_{anno\ x-1}$	Valore di monitoraggio dell'annualità uguale al valore dell'annualità precedente	
$Qm_{anno\ x} < Qm_{anno\ x-1}$	Valore di monitoraggio dell'annualità inferiore al valore dell'annualità precedente	

Tabella 9-9 Confronto con indicatori annualità precedente all'annualità di riferimento del monitoraggio

La precedente tabella sarà poi accoppiata all'analisi del raggiungimento del *target* assunto nel RA, ovvero alla stima del perseguimento degli obiettivi dei PdS. Sarà quindi possibile valutare se, nel corso delle evoluzioni tra le annualità successive, gli affinamenti intrapresi negli avanzamenti delle fasi di progressiva attuazione sono coerenti con i target assunti in sede di Pianificazione.

### 9.5.7 Ulteriori attività in corso

Terna, nell'ottica del continuo miglioramento delle proprie attività e specificatamente, nell'ambito del monitoraggio dell'attuazione del Piano, ha dato inizio ad un'analisi volta all'approfondimento delle tematiche connesse con il monitoraggio degli effetti conseguenti alla realizzazione degli interventi.

Tale attività, tutt'oggi in corso, consiste nell'indagare l'effettiva possibilità di quantificare indicatori (quali ad esempio l'incremento della produzione da fonti rinnovabili o la riduzione dell'energia non fornita) correlabili agli interventi di sviluppo principali; tale risultato consentirebbe in linea teorica di comprendere meglio il grado di raggiungimento degli obiettivi che Terna si pone nella pianificazione.

Occorre però evidenziare sin da subito la complessità della tematica, dovuta al fatto che l'analisi è basata su indicatori che dipendono da molteplici fattori, fra i quali l'attività di Terna incide solo per una quota parte. Solo a titolo esemplificativo si può far riferimento alla presenza o assenza di incentivi per le fonti rinnovabili o alla variazione della richiesta di energia dovuta a fasi espansive o recessive dell'economia. Per tali motivi appare necessario che i risultati di una eventuale trattazione di questo tipo debbano essere arricchiti di un'analisi di più ampi contenuti, che consenta di comprendere l'effettivo significato del valore numerico fornito, che, da solo, risulterebbe scarsamente significativo o addirittura fuorviante.

### 9.6 Criteri generali per la VInCA

Al fine di rispondere a quanto richiesto dalla normativa in ambito VAS, ed in particolare all'art.10 del D.lgs. 152/2006 "Norme per il coordinamento e la semplificazione dei procedimenti", comma 3, il quale dispone che la VAS includa anche la procedura di Valutazione di Incidenza (VInCA), nel Rapporto ambientale sarà effettuata la valutazione delle possibili interferenze sui siti appartenenti alla Rete Natura 2000.

Si evidenzia che, così come illustrato nel documento "VAS - Valutazione di Incidenza: Proposta per l'integrazione dei contenuti", a cura del MATTM, in seguito alle attività del Tavolo VAS Stato/Regioni/Province Autonome<sup>19</sup>, sono presenti diverse criticità relative al tema, a partire da quelle riscontrate nell'applicazione delle norme nazionali e regionali, e una su tutte, la difficoltà di far coesistere livelli di dettaglio differenti tra le due valutazioni: infatti, mentre la VAS si applica a P/P con scelte strategiche che spesso non hanno una localizzazione definita e si riferiscono a territori anche molto estesi, la VInCA si concentra su singoli Siti Natura 2000, richiedendo uno studio e una rappresentazione di dettaglio sito specifica.

Per poter quindi superare queste criticità, allo scopo di effettuare una corretta integrazione della VInCA nell'ambito della procedura VAS del PdS in oggetto, si seguiranno le indicazioni fornite dal

---

<sup>19</sup> VAS - Valutazione di Incidenza: Proposta per l'integrazione dei contenuti", settembre 2011, a cura del MATTM - Direzione Generale per le valutazioni ambientali - Divisione VAS, MiBAC - Direzione Generale per il Paesaggio, le Belle Arti, l'architettura e l'arte Contemporanee - Servizio IV - Tutela e Qualità del Paesaggio, ISPRA, Regioni e Province autonome.

suddetto elaborato a cura del MATTM, in particolare per quanto concerne la scelta del criterio più adatto da applicare tra quelli proposti.

Relativamente ai criteri illustrati si riporta quanto indicato nel citato documento di riferimento per il quale: *"In conclusione, pur essendo adatto qualsiasi criterio, purché sia non arbitrario, il criterio di raggruppamento più idoneo tra quelli proposti, risulta essere il primo, che può adottarsi, a seconda dei casi o della scala, anche affiancandolo con gli altri criteri"*.

La metodologia quindi utilizzata per l'analisi delle possibili interferenze generate è stata improntata adottando il "Criterio 1 – Raggruppamento secondo le macrocategorie di riferimento degli habitat".

In sintesi lo Studio sarà strutturato secondo i seguenti step:

1. analisi di tutte le aree di studio relative alle azioni operative previste dal Piano ed individuazione di quelle in cui ricadono aree classificate come SIC e/o ZPS;
2. individuazione dei siti Rete Natura 2000 interessati dal PdS;
3. studio dei riferimenti normativi e pianificatori a livello comunitario, nazionale, regionale e dei piani di gestione eventualmente presenti per i suddetti siti Natura 2000;
4. verifica della condizione di trasversalità dei Siti natura 2000<sup>20</sup>;
5. analisi degli habitat dei siti Natura 2000 e applicazione del criterio di raggruppamento per macrocategorie;
6. calcolo dell'indicatore  $I_v$  che permette di determinare il grado di occupazione dell'area di studio da parte dei siti Natura 2000;
7. studio degli obiettivi di conservazione delle macrocategorie di habitat individuate;
8. analisi del grado di correlazione tra le azioni e gli obiettivi di conservazione;
9. analisi del possibile livello di interferenza.

In particolare per quanto riguarda l'ultimo passaggio procedurale, dal confronto tra la classe di correlazione della singola azione inerente gli obiettivi di conservazione e il valore ottenuto dal calcolo dell'indicatore  $I_v$ , sarà possibile determinare il livello di possibile interferenza che l'azione potrebbe potenzialmente generare su ciascuna macrocategoria di habitat indagata.

---

<sup>20</sup> Con il termine "trasversalità" si vuole intendere il concetto per il quale, nell'area di studio un SIC e/o una ZPS siano ubicati in modo tale da essere necessariamente oggetto dell'azione inerente l'area di indagine.

# Trasmettiamo energia



In copertina:

Dissuasore per avifauna (modello a spirale): con l'ingombro e il rumore generato, quando investiti dal vento, i dissuasori rendono le linee elettriche più facilmente percettibili dai volatili che transitano sulla linea elettrica.

[www.terna.it](http://www.terna.it)

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70  
Tel +39 06 83138111