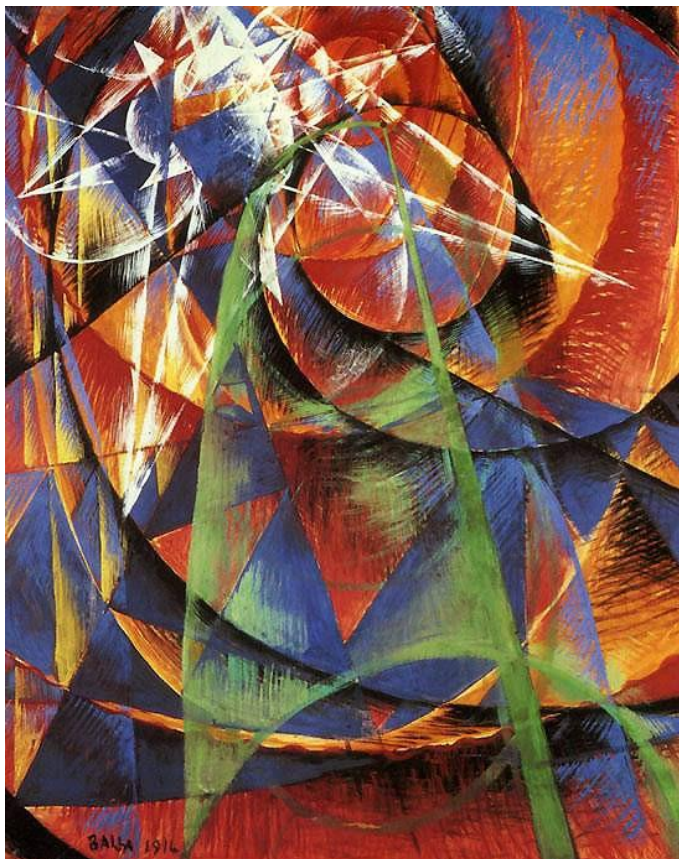




GIACOMO BALLA (1871-1958) MERCURIO PASSA DAVANTI AL SOLE 1914

RAPPORTO DI MONITORAGGIO VAS

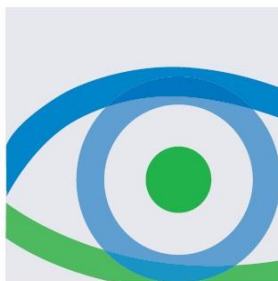
AL 31 DICEMBRE 2016

PARTE III

**RELATIVO ALL'ATTUAZIONE DEI PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI AL
2013 DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE**

RELAZIONE

Il presente Rapporto di Monitoraggio - Parte III, ai sensi dell'art. 18 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 2013 e 2014-2015" a cura di:



Indice

1	INTRODUZIONE.....	4
2	GLI INTERVENTI/AZIONI MONITORATI.....	7
3	IL MONITORAGGIO DI PROCESSO	15
3.1	Struttura e metodologia	15
3.2	I risultati ottenuti.....	15
4	IL MONITORAGGIO AMBIENTALE: CALCOLO DEGLI INDICATORI AMBIENTALI COMPLESSIVI	20
4.1	Struttura e metodologia	20
4.2	I risultati ottenuti.....	21
	<i>4.2.1 Gli indicatori ambientali complessivi</i>	<i>21</i>
	<i>4.2.2 Il bilancio del consumo di suolo.....</i>	<i>35</i>
5	IL MONITORAGGIO AMBIENTALE: IL PERSEGUIMENTO DEGLI OBIETTIVI	41
5.1	Struttura e metodologia	41
5.2	I risultati ottenuti.....	41
	<i>5.2.1 Il caso del Sorgente – Rizziconi</i>	<i>41</i>
6	IL MONITORAGGIO AMBIENTALE PdS SPECIFICO: CALCOLO DEGLI INDICATORI DI SOSTENIBILITÀ 45	
6.1	Struttura e metodologia	45
	<i>6.1.1 Il monitoraggio di sostenibilità non territoriale</i>	<i>48</i>
	<i>6.1.2 Il monitoraggio di sostenibilità territoriale.....</i>	<i>50</i>
6.2	I risultati ottenuti.....	61
7	CONCLUSIONI: LE INDICAZIONI PER I PIANI SUCCESSIVI	66
7.1	Il monitoraggio di avanzamento	66
7.2	Il monitoraggio di processo	70
7.3	Il monitoraggio ambientale.....	71
	<i>7.3.1 Gli indicatori ambientali complessivi</i>	<i>71</i>
	<i>7.3.2 Il perseguimento degli obiettivi.....</i>	<i>73</i>
	<i>7.3.3 Gli indicatori ambientali PdS specifici.....</i>	<i>73</i>

Allegato al Rapporto di monitoraggio

Allegato I I risultati del monitoraggio ambientale PdS specifico: schede

1 INTRODUZIONE

Il presente Rapporto di Monitoraggio VAS (RM) ha lo scopo di fornire i risultati del monitoraggio degli effetti ambientali significativi derivanti dall'attuazione dei Piani di sviluppo di Terna (PdS) e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati.

In particolare, il Rapporto ha come obiettivo quello di dare evidenza delle attività svolte e delle analisi effettuate, illustrando, commentando e spiegando i risultati del monitoraggio VAS effettuato. Tutto ciò allo scopo di rilevare eventuali scostamenti dagli effetti previsti in fase di elaborazione del piano e di prevedere idonee misure correttive.

Il presente elaborato, che costituisce la **Parte III** del Rapporto di monitoraggio VAS al 31 dicembre 2016, ha come oggetto gli interventi/azioni pianificati da Terna nei PdS delle annualità precedenti al 2013. Si ricorda, infatti, che le Parti I e II del medesimo Rapporto, sono state già redatte e fornite al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), alla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale (CT VIA), al Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (MiBACT) e al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE):

- nella Parte I sono illustrati i risultati del monitoraggio VAS - articolato nelle tre tipologie: "di avanzamento", "di processo", "ambientale" - relativo all'attuazione dei PdS delle annualità 2013, 2014 e 2015;
- nella Parte II sono riportati i risultati ottenuti dall'applicazione del monitoraggio VAS "di avanzamento" per tutti i PdS antecedenti all'annualità 2013;
- la presente Parte III, quindi, è redatta al fine di completare il monitoraggio VAS dell'attuazione dei PdS ante 2013, con riferimento alle altre due tipologie: "di processo" e "ambientale" (cfr. Figura 1-1).

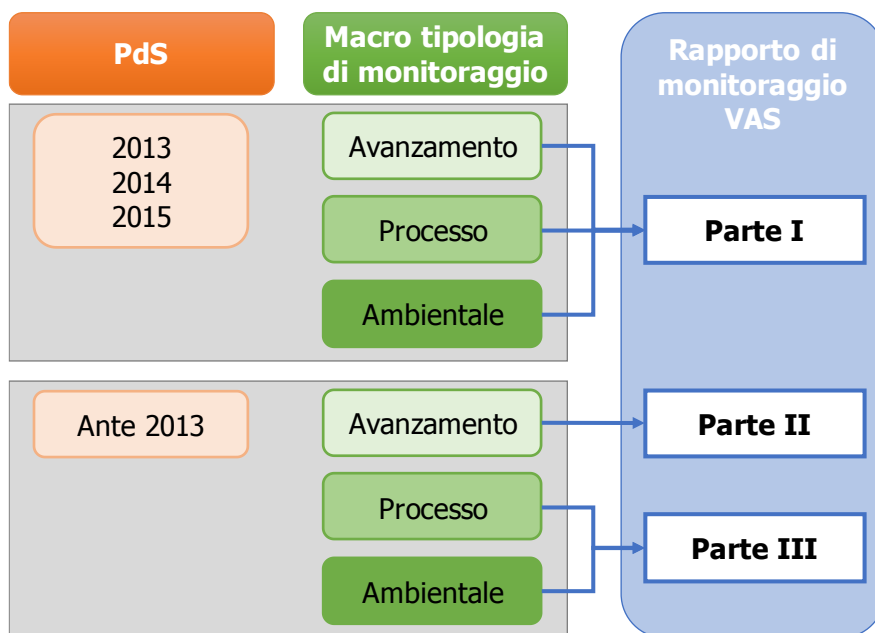


Figura 1-1 La struttura del Rapporto di monitoraggio VAS al 31/12/2016

Come già illustrato nelle precedenti Parti I e II del Rapporto, il monitoraggio VAS degli interventi/azioni pianificati dai PdS è strutturato secondo **tre macro tipologie**, a loro volta suddivise in:

- monitoraggio di avanzamento:
 - monitoraggio di avanzamento complessivo,
 - monitoraggio di avanzamento PdS specifico,
- monitoraggio di processo;
- monitoraggio ambientale:
 - monitoraggio ambientale complessivo,
 - monitoraggio del perseguimento degli obiettivi,
 - monitoraggio ambientale PdS specifico.

Nell'immagine seguente è riportato lo schema che indica, sinteticamente, l'obiettivo alla base dell'implementazione di ciascuna delle tipologie di monitoraggio.

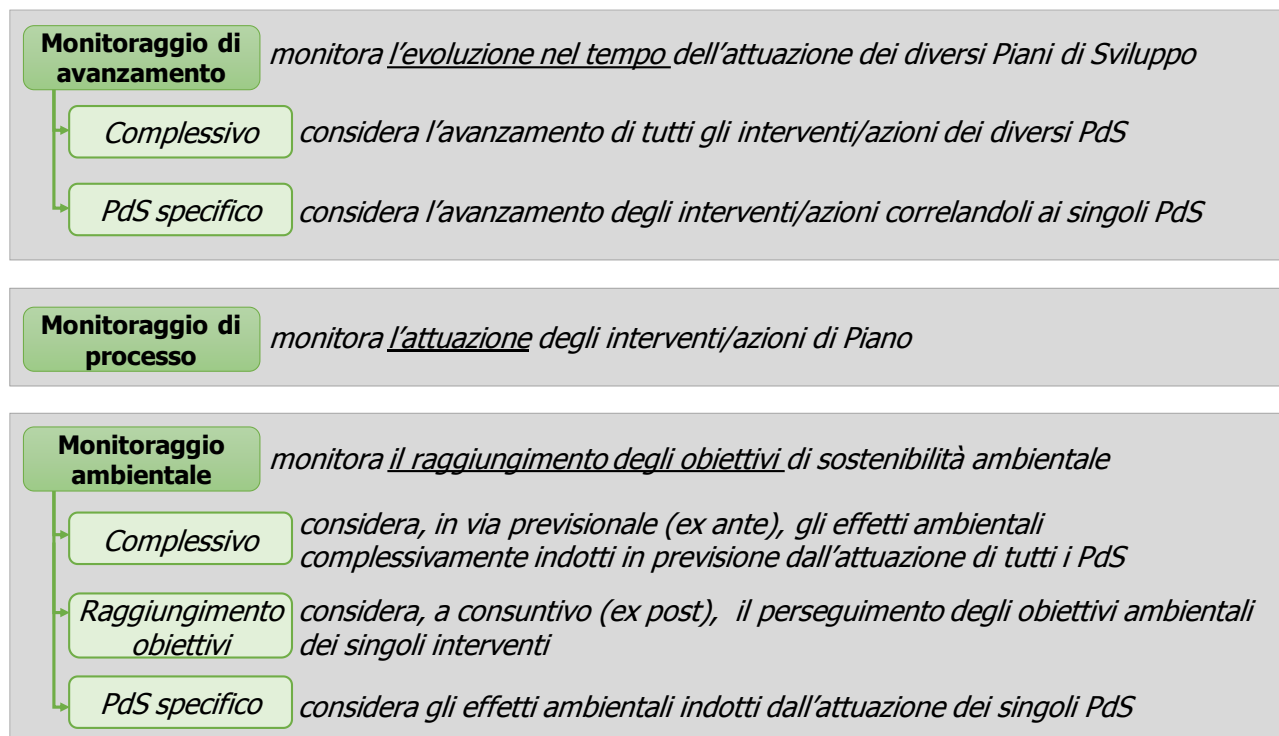


Figura 1-2 Le tipologie di monitoraggio VAS

Come noto, i PdS della Rete elettrica nazionale sono oggetto di VAS da molteplici anni e, come tali, oggetto anche di monitoraggio VAS. A tal proposito si ricorda, infatti, che il primo Rapporto di Monitoraggio VAS del PdS (aggiornato al 31/12/2012 e disponibile sul sito web di Terna) è stato prodotto e consegnato da Terna nel 2013 al MATTM, alla CT VIA, al MiBACT e al MiSE con nota TRISPA/P20130010071 del 24/10/2013, e con riferimento a tutti gli interventi fino a tale data pianificati.

Per quanto concerne il presente Rapporto di monitoraggio VAS, le parti I e II sono state trasmesse, agli stessi destinatari (MATTM, CT VIA, MiBACT, MiSE), rispettivamente con nota TE/P20170007314 del 20/11/2017 e con nota TE/P20170007516 del 27/11/2017.

Si segnala, infine, che nel presente elaborato (parte III) è stato inserito un capitolo conclusivo, nel quale sono illustrati i contenuti informativi derivanti dalla lettura di tutti i risultati del monitoraggio VAS effettuato (al 31/12/2016), quindi con riferimento anche alle parti I e II del Rapporto, al fine di contribuire ad integrare il quadro conoscitivo dei successivi atti di pianificazione della RTN (ai sensi dell'art. 18, c. 4 del D.lgs. 152/06), come peraltro espressamente richiamato anche nel parere della CT VIA sul RP del PdS 2017 (del 02/02/2018).

2 GLI INTERVENTI/AZIONI MONITORATI

L'oggetto del presente monitoraggio è l'attuazione dei PdS delle annualità precedenti al 2013, con particolare riferimento all'insieme degli interventi pianificati da Terna nei medesimi Piani, monitorati fino alla data del 31 dicembre 2016¹.

Per quanto concerne gli interventi previsti dai suddetti Piani, si ricorda che, nella consolidata metodologia alla base della elaborazione dei RA dei PdS, è prevista una classificazione degli interventi di sviluppo proposti nei PdS, suddividendoli in diverse tipologie di "azioni", come illustrato nella figura seguente.

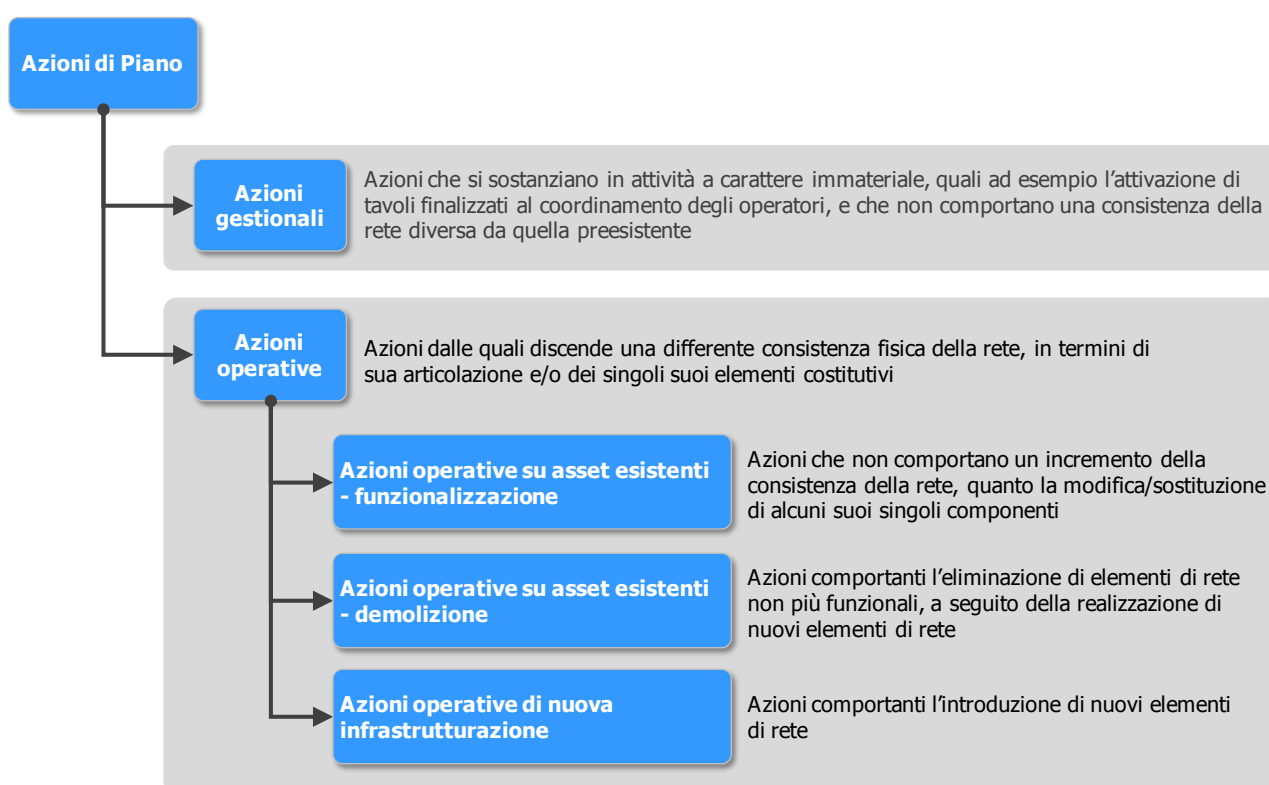


Figura 2-1 Classificazione delle azioni dei PdS

Si ricorda che tale suddivisione è stata introdotta a partire dalla predisposizione del RA inerente i PdS 2013-14-15. Questa classificazione quindi, che per le azioni pianificate a partire dal 2013 è già esplicitata nei relativi RA dei PdS, per quanto concerne le azioni oggetto del presente monitoraggio, ovvero quelle dei PdS ante 2013, viene indicata per la prima volta in questa sede.

¹ Gli interventi sono stati individuati in coerenza con quanto contenuto nella Delibera 627/2016/R/EEL dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI, oggi ARERA-Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), del 4 novembre 2016.

Stanti tali considerazioni, di seguito si riporta la tabella relativa agli interventi/azioni pianificati nel periodo precedente al 2013 ed oggetto del presente monitoraggio VAS; in particolare, nella Tabella 2-1 sono indicate, per ciascun intervento pianificato nel suddetto periodo, le azioni in cui è suddiviso e la relativa tipologia.

PdS	Codice	Intervento Denominazione	Codice	Azione Denominazione	Tipologia
2004	3-P	Interconnessione Italia Francia	3-P_1	SE conversione Piosasco	Nuova infrastrutturazione
			3-P_2	SE 380 kV Piosasco	Funzionalizzazione
			3-P_3	Grande'Isle – Piosasco	Nuova infrastrutturazione
2006	6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	6-P_1	Nuova stazione 220 kV Gerbido	Nuova infrastrutturazione
			6-P_2	Elettrodotto Gurgiasco - Gerbido e T.981 Gerbido – Salvemini"	Nuova infrastrutturazione
			6-P_3	Elettrodotto 220 kV Salvemini - TO Ovest	Nuova infrastrutturazione
			6-P_4	Stazione 220 kV Salvemini	Nuova infrastrutturazione
			6-P_5	Elettrodotto 220 kV Sangone-TO Sud	Nuova infrastrutturazione
			6-P_6	Elettrodotto 220 kV Sangone - Salvemini	Nuova infrastrutturazione
			6-P_7	Stazione 220 kV Pellerina	Nuova infrastrutturazione
			6-P_8	Elettrodotto 220 kV in cavo Pellerina- Levanna	Nuova infrastrutturazione
			6-P_9	Elettrodotto 220 kV TO Ovest – Pellerina	Nuova infrastrutturazione
			6-P_10	Elettrodotto 220 kV Pianezza-Pellerina	Nuova infrastrutturazione
			6-P_11	Elettrodotto 220 kV Pellerina – Martinetto	Nuova infrastrutturazione
			6-P_12	Elettrodotto 220 kV Pellerina-Politecnico	Nuova infrastrutturazione
			6-P_13	Elettrodotto 220 kV Martinetto-Levanna	Nuova infrastrutturazione
			6-P_14	Elettrodotto 220 kV Stura- TO Centro	Nuova infrastrutturazione
			6-P_15	Stazione 220 kV Politecnico	Nuova infrastrutturazione
			6-P_16	Elettrodotto 220 kV TO Centro- Politecnico	Nuova infrastrutturazione
			6-P_17	Elettrodotto 220 kV Politecnico-TO Sud	Nuova infrastrutturazione
			6-P_18	Stazione 220 kV di Grugliasco	Nuova infrastrutturazione
			6-P_19	Raccordi 132 kV alla CP Lucento	Nuova infrastrutturazione
2007	8-P	Rimozione limitazioni rete	8-P_01	Vignole - La Spezia	Funzionalizzazione
			8-P_02	Vignole - Vado	Funzionalizzazione

PdS	Codice	Intervento Denominazione	Codice	Azione Denominazione	Tipologia
		380 kV Area Nord Ovest			
2007	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)	10-P_01	Elettrodotto 132 kV Genova T - Quadrivio	Funzionalizzazione
			10-P_02	Elettrodotto 132 kV Genova T Canevari	Funzionalizzazione
			10-P_03	Elettrodotto 132 kV Genova T – Iren	Funzionalizzazione
			10-P_04	Nuovo collegamento in cavo 132 kV Genova T - Erzelli	Nuova infrastrutturazione
			10-P_05	Elettrodotto 132 kV Molassana – Canevari	Funzionalizzazione
			10-P_06	Elettrodotto 132 kV Molassana - Borgoratti	Funzionalizzazione
			10-P_07	SE Erzelli, potenziamento trasformazioni	Funzionalizzazione
2010	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	104-P_01	Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari	Nuova infrastrutturazione
			104-P_02	Ampliamento SE Chiari	Funzionalizzazione
2005	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	115-P_01	Potenziamento cavo 220 kV "Ricev. Ovest – Gadio	Funzionalizzazione
			115-P_02	Potenziamento cavo 220 kV "Ricev. Nord - Gadio	Funzionalizzazione
			115-P_03	Potenziamento cavo 220 kV "P.ta Volta - P.ta Venezia	Funzionalizzazione
			115-P_04	Potenziamento elettrodotto 220 kV Ospiate- Torretta	Funzionalizzazione
			115-P_05	Ampliamento e potenziamento delle SE Ricevitrici Nord e Gadio e potenziamento della SE Ricevitrici Sud	Funzionalizzazione
			115-P_06	Nuovo cavo 220 kV "Gadio - P.ta Volta"	Nuova infrastrutturazione
			115-P_07	Nuovo cavo 220 kV "Ricev. Ovest - Baggio"	Nuova infrastrutturazione
			115-P_08	Nuova trasformazione 380/220 kV presso SE Baggio	Funzionalizzazione
			115-P_09	Potenziamento cavo 220 kV "Ricev. Ovest - Ricev. Sud"	Funzionalizzazione
			115-P_10	Nuova reattanza 220 kV presso SE Ospiate	Funzionalizzazione
			115-P_11	Nuova SE 220/132 kV Musocco	Nuova infrastrutturazione
			115-P_12	Raccordi 220 kV "Baggio - Musocco - P.ta Volta"	Nuova infrastrutturazione
			115-P_13	Nuovo elettrodotto 220 kV "Musocco - Ospiate"	Nuova infrastrutturazione
			115-P_14	Raccordi 132 kV "Amsa Figino Musocco - Novate" ed interramenti linee 132 kV afferenti a SE Musocco	Nuova infrastrutturazione
			115-P_15	Nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE Cassano	Funzionalizzazione
2010	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	116-P_01	SE 220 kV Agnosine e raccordi	Nuova infrastrutturazione
			116-P_02	SE 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse	Nuova infrastrutturazione
2009	126-P	Stazione 380 kV Magenta	126-P_01	Nuova sezione 380 kV e ATR 380/220 kV presso la SE 220 kV Magenta E Raccordi 380 kV alla linea "Turbigo – Baggio"	Nuova infrastrutturazione

PdS	Codice	Intervento Denominazione	Codice	Azione Denominazione	Tipologia
2008	127-P	127-P / Stazione 380 kV Mese	127-P_01	SE 380 kV Mese e raccordi	Nuova infrastrutturazione
2004	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	203-P_01	Elettrodotto 380 kV Dolo - Camin	Nuova infrastrutturazione
			203-P_02	Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione IV	Nuova infrastrutturazione
			203-P_03	Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione V	Nuova infrastrutturazione
			203-P_04	Elettrodotto 220 kV Fusina – Malcontenta	Nuova infrastrutturazione
			203-P_05	Stazione 380/220/132 kV Fusina	Funzionalizzazione
			203-P_06	Stazione 220 kV Malcontenta	Funzionalizzazione
			203-P_07	Rimozione limitazioni rete 380 kV, 220 kV e 132 kV	Funzionalizzazione
			203-P_08	Rimozione limitazioni Cabine Primarie	Funzionalizzazione
			203-P_09	Adeguamenti stazioni 220 kV esistenti	Funzionalizzazione
			203-P_10	Elettrodotto 132 kV Fusina - Sacca Fisola	Nuova infrastrutturazione
			203-P_11	Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	Nuova infrastrutturazione
			203-P_12	Elettrodotto 220 kV Stazione IV - Malcontenta - der. Stazione V	Nuova infrastrutturazione
2006	206-P	Stazione 380 kV Volpago	206-P_01	Nuova stazione 380/220/132 kV Volpago	Nuova infrastrutturazione
			206-P_02	Rimozione limitazioni 220 kV Soverzene - Scorzè	Funzionalizzazione
			206-P_03	Rimozione limitazioni rete 132 kV tra Polpet e Volpago	Funzionalizzazione
			206-P_04	Rimozione limitazioni Cabine Primarie	Funzionalizzazione
			206-P_05	Sezionamenti selettivi S.Benedetto	Funzionalizzazione
<2004	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest Redipuglia	207-P_01	Nuovo elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S. – Redipuglia ed opere connesse	Nuova infrastrutturazione
			207-P_02	Stazione 380 kV Redipuglia	Funzionalizzazione
			207-P_03	Stazione 380 kV Udine Ovest	Funzionalizzazione
			207-P_04	Stazione 380/220 kV Udine Sud	Nuova infrastrutturazione
			207-P_05	Elettrodotto 220 kV Udine Sud – Safau	Nuova infrastrutturazione
			207-P_06	Rimozione limitazioni rete 380 e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Funzionalizzazione
2009	213-S	SE Pordenone	213-S_01	Stazione 380/220/132 kV Pordenone e raccordi	Nuova infrastrutturazione
			213-S_02	Rimozione limitazioni 220 kV Pordenone - Somplago	Funzionalizzazione
2010	215-P	Riassetto rete alto Bellunese	215-P_01	Nuova stazione 220/132 kV	Nuova infrastrutturazione
			215-P_02	Elettrodotto 132 kV Somprade - Zuel	Nuova infrastrutturazione
			215-P_03	Elettrodotto 132 kV Corvara - Zuel	Nuova infrastrutturazione
			215-P_04	Rimozione limitazioni rete 132 kV	Funzionalizzazione

PdS	Codice	Intervento Denominazione	Codice	Azione Denominazione	Tipologia
<2004	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	215-P_05	Rimozione limitazioni 132 kV Brunico - Dobbiaco	Funzionalizzazione
			215-P_06	Sezionamenti selettivi CP Campolongo	Funzionalizzazione
			216-P_01	Nuova stazione 220/132 kV Polpet	Nuova infrastrutturazione
			216-P_02	Elettrodotto 132 kV Desedan - Polpet	Nuova infrastrutturazione
			216-P_03	Elettrodotto 132 kV Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan	Nuova infrastrutturazione
			216-P_04	Stazione 132 kV Gardona	Nuova infrastrutturazione
			216-P_05	Elettrodotto 132 kV Pelos – Gardona – Desedan - Polpet	Nuova infrastrutturazione
			216-P_06	Raccordi 132 kV alla stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet – Nove, Polpet – La Secca e Polpet - Belluno	Nuova infrastrutturazione
			216-P_07	Raccordi 132 kV alla CP Belluno	Nuova infrastrutturazione
			216-P_08	Rimozione limitazioni rete 132 kV	Funzionalizzazione
2011	224-P	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	216-P_09	Rimozione limitazioni rete 220 kV	Funzionalizzazione
			224-P_01	Elettrodotto 132 kV –Schio - Arsiero	Funzionalizzazione
			224-P_02	Elettrodotto 132 kV Arsiero - Caldonazzo	Funzionalizzazione
			224-P_03	Rimozione limitazioni rete 132 kV	Funzionalizzazione
			224-P_04	Rimozione limitazioni 132 kV Schio – Carpané - Arsieré	Funzionalizzazione
<2004	227-P	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)	227-P_01	Nuova stazione 380/132 kV Vedelago	Nuova infrastrutturazione
			227-P_02	Rimozione limitazioni rete 132 kV	Funzionalizzazione
			227-P_03	Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	Funzionalizzazione
			227-P_04	Rimozione limitazioni 132 kV Dolo – Dolo CP - Scorzè	Funzionalizzazione
			227-P_05	Sezionamenti selettivi CP Costalunga	Funzionalizzazione
2007	236-P	Stazione 220 kV Cardano	236-P_01	Stazione 220 kV Cardano e raccordi 132 kV	Nuova infrastrutturazione
			236-P_02	Riassetto rete 132 kV P.Gardena	Funzionalizzazione
			236-P_03	Rimozioni limitazioni rete 132 kV	Funzionalizzazione
2009	305-P	Rete AT di Arezzo	305-P_01	Stazione 220 kV Arezzo C	Funzionalizzazione
			305-P_02	Elettrodotto 132 kV S.Barbara – Montevarchi – Levane – La Penna – Arezzo C	Funzionalizzazione
			305-P_03	Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo A	Funzionalizzazione
			305-P_04	Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo B	Funzionalizzazione
2008	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	306-P_01	Stazione 380/132 kV area di Lucca	Nuova infrastrutturazione
			306-P_02	Rimozione limitazioni rete 132 kV	Funzionalizzazione
2009	308-P	Riassetto rete area Livorno	308-P_01	Stazione 380 kV Marginone	Funzionalizzazione
			308-P_02	Nuova stazione 132 kV Collesalveti	Nuova infrastrutturazione
			308-P_03	Elettrodotto 132 kV Guasticce - Cascina	Funzionalizzazione
2008	323-P	Rete AT area di Modena	323-P_01	Nuovo elettrodotto 132 kV Modena Nord – Modena Est - Modena Crocetta	Nuova infrastrutturazione

PdS	Codice	Intervento Denominazione	Codice	Azione Denominazione	Tipologia
			323-P_02	Elettrodotto 132 kV S.Damaso – Modena Crocetta	Funzionalizzazione
			323-P_03	Adeguamento/ampliamento CP	Funzionalizzazione
			323-P_04	Elettrodotto 132 kV Rubiera - Sassuolo	Funzionalizzazione
			323-P_05	Elettrodotto 132 kV Sassuolo - Pavullo	Funzionalizzazione
			402-P_01	Nuovo el. 380 kV "Villanova – Gissi"	Nuova infrastrutturazione
2005	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia Villanova	402-P_02	Ampliamento SE 380 kV Villanova	Funzionalizzazione
			402-P_03	Installazione PST SE Villanova	Funzionalizzazione
			402-P_04	Nuovo el. 380 kV "Foggia – Larino – Gissi"	Nuova infrastrutturazione
2010	420-P	Riassetto rete Teramo Pescara	420-P_01	Reattanza 258 MVar SE Teramo	Funzionalizzazione
			420-P_02	Ampliamento SE Teramo e raccordi 380/150 kV	Funzionalizzazione
			420-P_03	Rimozione limitazioni el. 132 kV "Montesilvano All. – S. Donato All."	Funzionalizzazione
			420-P_04	Rimozione limitazioni CP S. Giovanni Teatino	Funzionalizzazione
<2004	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	421-P_01	El. 132 kV "Cappuccini – Camerino" e variante el. "Cappuccini – Preci"	Funzionalizzazione
			421-P_02	El. 132 kV "Villavalle – Spoleto"	Funzionalizzazione
			421-P_03	Passaggio di tensione di esercizio da 120 a 132 kV.	Funzionalizzazione
2007	505-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	505-P_01	Nuova SE 380/150 kV Bisaccia in e-e alla linea 380 kV Matera – S. Sofia".	Nuova infrastrutturazione
			505-P_02	Nuova SE 380/150 kV Deliceto in e-e alla linea a 380 kV "Foggia – Candela".	Nuova infrastrutturazione
			505-P_03	Nuova SE 380/150 kV Troia in e-e alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II".	Nuova infrastrutturazione
			505-P_04	Nuovo el. 380 kV "Deliceto - Bisaccia"	Nuova infrastrutturazione
			505-P_05	PST SE Bisaccia	Funzionalizzazione
			505-P_06	ATR 380/150 kV SE Bisaccia	Funzionalizzazione
			505-P_07	Nuovo el. 150 kV "SE Troia-Celle San Vito.	Nuova infrastrutturazione
			505-P_08	Nuovo el. 150 kV "Troia – Roseto"	Nuova infrastrutturazione
			505-P_09	Nuovo el. 150 kV "SE Troia - SE Troia/Eos1 – Troia CP"	Nuova infrastrutturazione
2004	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino Avellino Nord Benevento II	506-P_01	SE 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi	Nuova infrastrutturazione
			506-P_02	Nuovo el. 380 kV "Montecorvino – Avellino N"	Nuova infrastrutturazione
2007	512-P	Stazione 380 150 kV di Palo del Colle	512-P_01	Nuova sezione a 150 kV SE Palo del Colle, ATR 380/150 kV e raccordi 150 kV Modugno – Bitonto	Nuova infrastrutturazione
			512-P_02	El. 150 kV in cavo "Palo del Colle - Bari Termica"	Nuova infrastrutturazione
			512-P_03	Ampliamento sezione 150 kV SE Bari Termica	Funzionalizzazione
			512-P_04	Ricostruzione elettrodotto 150 kV "Corato - Bari Termica"	Nuova infrastrutturazione

PdS	Codice	Intervento Denominazione	Codice	Azione Denominazione	Tipologia
			512-P_05	Raccordi 150 kV della SE Palo del Colle alle linee "Bari Industriale 2 – Corato"	Nuova infrastrutturazione
			512-P_06	Rimozione limitazioni su el. 150 kV in uscita dalla SE Bari Ovest	Funzionalizzazione
2005	602-P	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi Ciminna"	602-P_01	Elettrodotto d.t. 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"	Nuova infrastrutturazione
			602-P_02	Ampliamento SE 380 kV Chiaramonte Gulfi	Funzionalizzazione
			602-P_03	Ampliamento SE 380 kV Ciminna	Funzionalizzazione
2006	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò Pantano Priolo	603-P_01	Elettrodotto 380 kV "Paternò- Pantano - Priolo"	Nuova infrastrutturazione
			603-P_02	Stazione 380 kV Pantano	Nuova infrastrutturazione
			603-P_03	Ampliamento SE 380 kV Paternò	Funzionalizzazione
			603-P_04	Raccordi el. 150 kV "CP Pantano d'Arci - CP Zia Lisa" in e-e alla SE Pantano	Nuova infrastrutturazione
			603-P_05	Raccordo el. 150 kV "SE Pantano d'Arci - CP Catania ZI"	Nuova infrastrutturazione
			603-P_06	Nuovi El. 380 kV "Melilli - Priolo"	Nuova infrastrutturazione
			603-P_07	Ampliamento SE 380 kV Priolo	Funzionalizzazione
			603-P_08	Ampliamento SE 380 kV Melilli	Funzionalizzazione
2004	604-P/ 619-P	Elettrodotto 380 kV Assoro Sorgente 2 Villafranca	604-P_01	Nuova SE 380/220/150 kV a sud-ovest di Sorgente (Sorgente 2) e raccordi	Nuova infrastrutturazione
			604-P_02	Nuova SE 380/150 kV nel comune di Assoro e raccordi	Nuova infrastrutturazione
2010	612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	612-P_01	Rimozione limitazioni sugli elettrodotti 150 kV compresi tra SE Sorgente e Misterbianco	Funzionalizzazione
			612-P_02	Nuovo el. 150 kV "S. Giovanni Galermo – Viagrande/Aci castello"	Nuova infrastrutturazione
2011	616-P	Stazione 380 kV Vizzini (ex SE 380 kV Mineo)	616-P_01	Nuova SE 380/150 kV Vizzini e raccordi 380 kV	Nuova infrastrutturazione
			616-P_02	Raccordi 150 kV alla SE 380/150 kV Vizzini	Nuova infrastrutturazione
			616-P_03	El. 150 kV "CP Mineo – SE Vizzini"	Nuova infrastrutturazione
			616-P_04	El. 150 kV "SE Vizzini - SE Licodia Eubea"	Nuova infrastrutturazione
<2004	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa Buddusò	707-P_01	Nuova stazione RTN in adiacenza alla CP S.Teresa	Nuova infrastrutturazione
			707-P_02	Nuovo elettrodotto 150 kV S. Teresa – Tempio – Buddusò e le stazioni 150 kV di Tempio e di Buddusò con i relativi raccordi.	Nuova infrastrutturazione

Tabella 2-1 Interventi/azioni pianificati nei PdS ante 2013

Si tratta complessivamente di 34 interventi, articolati in 167 azioni: di queste, 90 sono azioni di nuova infrastrutturazione e 77 sono azioni di funzionalizzazione.

Occorre specificare, come detto anche nelle parti I e II del Rapporto di Monitoraggio VAS, che si considera la fotografia dell'avanzamento dei Piani alla data del 31/12/2016 poiché, proprio a partire dall'annualità 2017, Terna si è predisposta ad integrare l'articolazione del documento di Piano in

modo da andare incontro anche alle indicazioni del MATTM, espresse con riferimento ai PdS 2013-2014-2015 e relative alla illustrazione della progressiva attuazione degli interventi, nell'ambito del monitoraggio VAS del PdS, alla scala delle singole azioni che li compongono.

3 IL MONITORAGGIO DI PROCESSO

3.1 Struttura e metodologia

Per quanto concerne la tipologia di monitoraggio oggetto del presente capitolo, in primo luogo ci si riferisce agli indicatori di processo nella accezione indicata da ISPRA², per la quale detti indicatori servono per controllare l'avanzamento degli interventi/azioni di Piano, utile per poi correlarlo agli effetti che gli stessi generano e che si intendono controllare.

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 illustrano, per le seguenti tipologie di interventi/azioni (Funzionalizzazioni, Demolizioni, Nuove realizzazioni), i relativi **Indicatori di processo (IP)**:

Azioni	Indicatori di Processo			
	Elettrodotti		Stazioni	
<i>Funzionalizzazioni</i>	IP _F	km di rete funzionalizzata	IP _F	n. stazioni funzionalizzate
<i>Demolizioni</i>	IP _D	km di rete demoliti	IP _D	n. stazioni demolite
<i>Nuove realizzazioni</i>	IP _N	km di rete realizzati	IP _N	n. stazioni realizzate

Tabella 3-1 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 PdS specifico (cfr. cap. 6) e, quindi, al raggiungimento degli obiettivi ambientali.

Nel calcolo dei suddetti indicatori di processo saranno considerati, ovviamente, solo gli interventi/azioni conclusi (realizzati).

3.2 I risultati ottenuti

Come indicato nel paragrafo precedente, la tipologia di indicatori in esame si applica solo agli interventi/azioni realizzati; pertanto, tra tutti gli interventi/azioni oggetto del presente monitoraggio (cfr. Tabella 2-1), sono stati presi in considerazione solo quelli conclusi; a ciascuna azione conclusa

² "Indicazioni metodologiche e operative per il monitoraggio VAS", a cura del MATTM e ISPRA, ottobre 2012.

è stato associato il rispettivo valore di km elettrodotto/n. stazioni (cfr. Tabella 3-3); tale valore è stato poi utilizzato per il calcolo degli indicatori di processo (cfr. Tabella 3-3).

Codice	Intervento Denominazione	Codice	Azione Denominazione	Tipologia	km/n.
3-P	Interconnessione Italia Francia	3-P_2	SE 380 kV Piosasco	Funzionalizzazione	1
6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	6-P_1	Nuova stazione 220 kV Gerbido	Nuova infrastrutturazione	1
		6-P_2	Elettrodotto Gurgiasco - Gerbido e T.981 Gerbido - Salvemini"	Nuova infrastrutturazione	6,36 km
		6-P_3	Elettrodotto 220 kV Salvemini - TO Ovest	Nuova infrastrutturazione	2,40 km
		6-P_4	Stazione 220 kV Salvemini	Nuova infrastrutturazione	1
		6-P_5	Elettrodotto 220 kV Sangone-TO Sud	Nuova infrastrutturazione	3,68 km
		6-P_6	Elettrodotto 220 kV Sangone - Salvemini	Nuova infrastrutturazione	5,75 km
		6-P_7	Stazione 220 kV Pellerina	Nuova infrastrutturazione	1
		6-P_8	Elettrodotto 220 kV in cavo Pellerina- Levanna	Nuova infrastrutturazione	0,76 km
		6-P_9	Elettrodotto 220 kV TO Ovest - Pellerina	Nuova infrastrutturazione	3,88 km
		6-P_10	Elettrodotto 220 kV Pianezza- Pellerina	Nuova infrastrutturazione	6,51 km
		6-P_11	Elettrodotto 220 kV Pellerina - Martinetto	Nuova infrastrutturazione	0,59 km
		6-P_12	Elettrodotto 220 kV Pellerina- Politecnico	Nuova infrastrutturazione	2,84 km
		6-P_13	Elettrodotto 220 kV Martinetto-Levanna	Nuova infrastrutturazione	0,31 km
		6-P_14	Elettrodotto 220 kV Stura- TO Centro	Nuova infrastrutturazione	5,74 km
		6-P_15	Stazione 220 kV Politecnico	Nuova infrastrutturazione	1
		6-P_16	Elettrodotto 220 kV TO Centro- Politecnico	Nuova infrastrutturazione	1,75 km
		6-P_17	Elettrodotto 220 kV Politecnico-TO Sud	Nuova infrastrutturazione	4,77 km
		6-P_18	Stazione 220 kV di Grugliasco	Nuova infrastrutturazione	1
		6-P_19	Raccordi 132 kV alla CP Lucento	Nuova infrastrutturazione	12,55 km
8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord Ovest	8-P_01	Vignole - La Spezia	Funzionalizzazione	112,84 km
10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)	10-P_01	Elettrodotto 132 kV Genova T - Quadrivio	Funzionalizzazione	4,52 km
		10-P_02	Elettrodotto 132 kV Genova T - Canevari	Funzionalizzazione	6,38 km
104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	104-P_02	Ampliamento SE Chiari	Funzionalizzazione	1
115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	115-P_06	Nuovo cavo 220 kV "Gadio - P.ta Volta"	Nuova infrastrutturazione	1,39 km
		115-P_07	Nuovo cavo 220 kV "Ricev. Ovest - Baggio"	Nuova infrastrutturazione	5,79 km

Intervento		Azione		Tipologia	km/n.
Codice	Denominazione	Codice	Denominazione		
		115-P_08	Nuova trasformazione 380/220 kV presso SE Baggio	Funzionalizzazione	1
		115-P_10	Nuova reattanza 220 kV presso SE Ospiate	Funzionalizzazione	1
		115-P_11	Nuova SE 220/132 kV Musocco	Nuova infrastrutturazione	1
		115-P_12	Raccordi 220 kV "Baggio - Musocco - P.ta Volta"	Nuova infrastrutturazione	13,96 km
		115-P_13	Nuovo elettrodotto 220 kV "Musocco - Ospiate"	Nuova infrastrutturazione	4,09 km
		115-P_14	Raccordi 132 kV "Amsa Figino Musocco - Novate" ed interramenti linee 132 kV afferenti a SE Musocco	Nuova infrastrutturazione	13,64 km
		115-P_15	Nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE Cassano	Funzionalizzazione	1
203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	203-P_12	Elettrodotto 220 kV Stazione IV - Malcontenta - der. Stazione V	Nuova infrastrutturazione	8,53 km
207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest Redipuglia	207-P_02	Stazione 380 kV Redipuglia	Funzionalizzazione	1
		207-P_03	Stazione 380 kV Udine Ovest	Funzionalizzazione	1
215-P	Riassetto rete alto Bellunese	215-P_05	Rimozione limitazioni 132 kV Brunico - Dobbiaco	Funzionalizzazione	22,39 km
224-P	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	224-P_04	Rimozione limitazioni 132 kV Schio – Carpané - Arsé	Funzionalizzazione	47,70 km
305-P	305-P / Rete AT di Arezzo	305-P_01	Stazione 220 kV Arezzo C	Funzionalizzazione	1
402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia Villanova	402-P_01	Nuovo el. 380 kV "Villanova – Gissi"	Nuova infrastrutturazione	66,05 km
		402-P_02	Ampliamento SE 380 kV Villanova	Funzionalizzazione	1
		402-P_03	Installazione PST SE Villanova	Funzionalizzazione	1
420-P	Riassetto rete Teramo Pescara	420-P_01	Reattanza 258 MVar SE Teramo	Funzionalizzazione	1
505-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	505-P_01	Nuova SE 380/150 kV Bisaccia in e-e alla linea 380 kV Matera – S. Sofia"	Nuova infrastrutturazione	1
		505-P_02	Nuova SE 380/150 kV Deliceto in e-e alla linea a 380 kV "Foggia – Candela"	Nuova infrastrutturazione	1
		505-P_03	Nuova SE 380/150 kV Troia in e-e alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II"	Nuova infrastrutturazione	1
506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino Avellino Nord Benevento II	506-P_01	SE 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi	Nuova infrastrutturazione	1
603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò Pantano Priolo	603-P_07	Ampliamento SE 380 kV Priolo	Funzionalizzazione	1

Intervento		Azione		Tipologia	km/n.
Codice	Denominazione	Codice	Denominazione		
612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	612-P_01	Rimozione limitazioni sugli elettrodotti 150 kV compresi tra SE Sorgente e Misterbianco	Funzionalizzazione	87,36 km

Tabella 3-2 Le azioni dei PdS ante 2013 ultimate al 31/12/2016

Azioni	Indicatori di Processo		
Funzionalizzazioni	IP _F	km di rete funzionalizzata	281,2
	IP _F	n. stazioni funzionalizzate	12
Demolizioni	IP _D	km di rete demoliti	0
	IP _D	n. stazioni demolite	0
Nuove infrastrutture	IP _N	km di rete realizzati	171,3
	IP _N	n. stazioni realizzate	10

Tabella 3-3 Indicatori di processo per le azioni pianificate nei PdS ante 2013

Dall'analisi della Tabella 3-3 si evince come gli interventi/azioni dei PdS ante 2013 che sono conclusi (realizzati) abbiano determinato, complessivamente, la funzionalizzazione di circa 300 km di rete esistente, mentre le nuove realizzazioni corrispondono, complessivamente, a circa 180 km. Quindi le funzionalizzazioni prevalgono nettamente sulle nuove realizzazioni, verosimilmente in quanto tipologia di intervento/azione che giunge a conclusione (si realizza) in minor tempo e risulta dunque più efficiente da questo punto di vista, oltre a determinare un consumo di suolo nettamente inferiore, rispetto alle nuove realizzazioni. Tale analisi, peraltro, risponde a quanto suggerito dal parere della CT VIA sul RP del PdS 2017, in merito alla possibilità di verificare l'efficacia delle diverse tipologie di interventi/azioni previsti dal PdS, con particolare riferimento alle azioni operative di funzionalizzazione di asset esistenti e a quelle di realizzazione di nuovi asset della RTN.

Ad integrazione delle informazioni fornite dagli indicatori di processo per gli interventi/azioni dei PdS ante 2013, si riporta il bilancio totale dei chilometri di linee **demolite** rispetto a quelle **costruite**, per il quadriennio 2013÷2016 (cfr. Tabella 3-4).

km	Anni				Totale
	2013	2014	2015	2016	
Costruiti	176,7	332,1	93,3	437,3	1.039,4
Demoliti	112,7	123,1	88,9	285,7	610,4
Differenza (costruiti-demoliti)	64,0	209,0	4,3	151,7	429,0

Tabella 3-4 km di linee demolite e costruite nel periodo 2013 ÷ 2016

I dati della Tabella 3-4 mostrano che la percentuale delle demolizioni, rispetto alle nuove realizzazioni (costruzioni), varia da un minimo del 37% circa (nel 2014), ad un massimo del 95% circa (nel 2015).

Nella tabella 3-5 si riportano i dati relativi ai chilometri **demoliti**, suddivisi per aree operative di trasmissione (AOT), che rappresentano l'articolazione territoriale di Terna: AOT Torino (Piemonte,

Valle d'Aosta, Liguria), AOT Milano (Lombardia), AOT Cagliari (Sardegna), AOT Padova (Veneto, Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige), AOT Firenze (Toscana, Emilia Romagna), AOT Roma (Lazio, Umbria, Marche, Abruzzo, Molise), AOT Napoli (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria), AOT Palermo (Sicilia).

Struttura	Anni				Totale
	2013	2014	2015	2016	
TRI-ATNO-AOT Milano	0	56	43	210,9	309,9
TRI-ATNO-AOT Torino	31,3	35,7	0,0	0,2	67,2
TRI-ATNO-AOT Cagliari	0,0	0,0	11,7	0,1	11,8
TRI-ATNE-AOT Padova	27,0	2,3	13,5	15,7	58,4
TRI-ATNE-AOT Firenze	20,5	28,2	3,3	9,0	61,0
TRI-ATCS-AOT Roma	0,4	0,0	2,6	0,0	3,0
TRI-ATCS-AOT Napoli	33,5	0,9	12,1	38,8	85,4
TRI-ATCS-AOT Palermo	0,0	0,0	2,7	11,0	13,7
Totale Terna	112,7	123,1	88,9	285,7	610,4

Tabella 3-5 km di linee demoliti, divisi per le diverse AOT

Si riportano infine i chilometri di linee **costruite**, suddivisi per le diverse AOT, evidenziandone i km realizzati in cavo (cfr. Tabella 3-6).

Struttura	Anni				Totale
	2013	2014	2015	2016	
TRI-ATNO-AOT Milano	0,0	158	46	126	330
TRI-ATNO-AOT Milano di cui in cavo	0,0	20,4	39,1	22,2	81,7
TRI-ATNO-AOT Torino	32,3	43,9	0,7	0,3	77,2
TRI-ATNO-AOT Torino di cui in cavo	0,4	17,9	0,0	0,0	18,3
TRI-ATNO-AOT Cagliari	0,0	0,0	0,6	19,6	20,2
TRI-ATNO-AOT Cagliari di cui in cavo	0,0	0,0	19,6	0,0	19,6
TRI-ATNE-AOT Padova	4,3	0,0	3,8	10,8	18,9
TRI-ATNE-AOT Padova di cui in cavo	2,8	1,2	1,7	10,8	16,5
TRI-ATNE-AOT Firenze	19,2	3	4,5	4,2	31
TRI-ATNE-AOT Firenze di cui in cavo	0,0	3	4,423	3,77	11,2
TRI-ATCS-AOT Roma	0,0	0,0	5,1	69,6	74,7
TRI-ATCS-AOT Roma di cui in cavo	0,0	0,0	5,0	0,0	5,0
TRI-ATCS-AOT Napoli	116,9	110,7	32,5	45,1	305,2
TRI-ATCS-AOT Napoli di cui in cavo	42,5	18,3	25,9	15,5	102,2
TRI-ATCS-AOT Palermo	4,0	16,3	0,0	161,7	182
TRI-ATCS-AOT Palermo di cui in cavo	3,9	8,6	0,0	84,9	97,4
Totale Terna	176,7	331,9	93,2	437,3	1.039,1

Tabella 3-6 km di linee costruiti, totali e in cavo, divisi per le diverse AOT

Le Tabella 3-6 forniscono il quadro dettagliato delle principali attività di sviluppo della RTN (chilometri di linee costruiti e demoliti) nel quadriennio 2013÷2016: sono stati costruiti, in totale, 1.039 km di nuove linee e ne sono stati demoliti 610 km (pari a circa il 60% dei km totali costruiti).

4 IL MONITORAGGIO AMBIENTALE: CALCOLO DEGLI INDICATORI AMBIENTALI COMPLESSIVI

4.1 Struttura e metodologia

Coerentemente a quanto definito per il monitoraggio di avanzamento (trattato nella Parte II del Rapporto di monitoraggio VAS, già trasmessa il 27/11/2017), 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, pertanto, si intendono illustrare gli **Indicatori di sostenibilità complessivi (Ic)** (e relativa metodologia di calcolo), utilizzati nel monitoraggio ambientale complessivo per analizzare e valutare gli effetti ambientali complessivamente indotti dall'attuazione dei PdS, mentre il monitoraggio ambientale PdS specifico sarà illustrato nel cap. 6.

A tale proposito si precisa che il monitoraggio ambientale complessivo non è da confondersi con quanto indicato nel Rapporto Ambientale in merito agli effetti complessivi del piano, che si stimano in fase di stesura del Rapporto Ambientale stesso: in questo caso, infatti, si utilizzano gli indicatori di sostenibilità non territoriale (Is) per stimare gli effetti dell'attuazione dei singoli interventi del Piano, mentre nel monitoraggio ambientale complessivo si utilizzano gli indicatori di sostenibilità complessivi (Ic), che hanno caratteristiche e finalità completamente diverse, come illustrato di seguito.

Inoltre, il monitoraggio ambientale complessivo si distingue dal monitoraggio ambientale PdS specifico (di cui al successivo capitolo 6) perché, attraverso gli indicatori di sostenibilità complessivi, che sono indicatori **previsionali**, fornisce informazioni relative all'insieme degli interventi di sviluppo di tutti i PdS fino ad un dato momento pianificati e non intervento per intervento (e quindi Piano per Piano), mentre nel monitoraggio ambientale PdS specifico si utilizzano gli Indicatori di sostenibilità, sia non territoriali (Is) che territoriali (Ist), i quali sono determinabili, qualitativamente i non territoriali e quantitativamente i territoriali, intervento per intervento.

Gli indicatori ambientali complessivi rappresentano dei dati che sono stimati indipendentemente dalla localizzazione geografica dei singoli interventi previsti dai PdS, in quanto 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** sono identificati in tre tematiche principali, correlate all'attuazione di quanto pianificato da Terna (cfr. Tabella 4-1).

Cod.	Indicatori di sostenibilità complessivi	Descrizione
Ic01	Emissioni evitate di gas climalteranti	L'indicatore è volto a determinare la riduzione delle emissioni di CO ₂ attraverso: - la riduzione delle perdite di rete; - un miglior sfruttamento della generazione termoelettrica; - la penetrazione sempre maggiore nel sistema elettrico di produzione da fonti rinnovabili.
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 4-1 Indicatori di sostenibilità complessivi

Nel seguente paragrafo 4.2 sono illustrati i risultati degli indicatori di sostenibilità complessivi, calcolati con riferimento a tutti i PdS precedenti il 2013.

Si anticipa infine che, per corrispondere a quanto suggerito dal MiBACT nel parere (del 26/04/2017) sul RA dei PdS 2013-2014-2015 in merito alla quantificazione del **consumo di suolo**, si è provveduto a fornire un'indicazione in tal senso, i cui contenuti sono riportati nel paragrafo 4.2.2 del presente capitolo. Si è ritenuto opportuno inserire questi dati sul consumo di suolo nella presente sezione del monitoraggio VAS, dedicata al monitoraggio ambientale complessivo, perché sono dati relativi all'insieme degli interventi costruiti e demoliti annualmente.

4.2 I risultati ottenuti

4.2.1 Gli indicatori ambientali complessivi

4.2.1.1 Calcolo al 31 dicembre 2003

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

Si è stimato che l'entrata in servizio degli interventi previsti nel breve-medio periodo nel PdS 2004 potesse portare ad una diminuzione, delle perdite di energia della rete, pari a circa 100 GWh/anno.

Ipotizzando che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile fossile, è stato possibile ritenere che detti interventi possano avere avuto, come valore aggiunto, anche una diminuzione di emissioni di CO₂, che può arrivare sino a 50.000 tonnellate annue.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

La rimozione dei vincoli di produzione da fonti rinnovabili è un indicatore non esplicitato nell'ambito del PdS 2004.

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

La riduzione dell'energia non fornita è una tematica non trattata nell'ambito del PdS 2004.

4.2.1.2 Calcolo al 31 dicembre 2004

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

Con l'entrata in servizio degli interventi previsti nel PdS 2005 si è stimato che la diminuzione delle perdite alla punta potesse raggiungere un valore di potenza di 100 MW (di cui una metà grazie ai rinforzi operati sulla sola rete a 380 e 220 kV, cui si aggiungono ulteriori 10 MW circa di riduzione per effetto del piano di installazione di condensatori in AT), cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 500 GWh/anno.

Ipotizzando che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile fossile, è stato possibile ritenere che detti interventi possano avere avuto, come valore aggiunto, anche una diminuzione di emissioni di CO₂, che può arrivare sino a 300.000 tonnellate annue.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

La rimozione dei vincoli di produzione da fonti rinnovabili è un indicatore non esplicitato nell'ambito del PdS 2005.

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

La riduzione dell'energia non fornita è un indicatore non esplicitato nell'ambito del PdS 2005.

4.2.1.3 Calcolo al 31 dicembre 2005

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

Con l'entrata in servizio degli interventi previsti nel PdS 2006 si è stimato che la diminuzione delle perdite alla punta potesse raggiungere un valore di potenza di 100 MW (di cui una metà grazie ai rinforzi operati sulla sola rete a 380 e 220 kV, cui si aggiungono ulteriori 10 MW circa di riduzione per effetto del piano di installazione di condensatori in AT), cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 500 GWh/anno.

Ipotizzando che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile fossile, è possibile ritenere che detti interventi possano avere avuto, come valore aggiunto, anche una diminuzione di emissioni di CO₂, che può arrivare sino a 300.000 tonnellate annue.

Le stime riportate sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica non includono i benefici ottenibili, mediante la riduzione delle congestioni di rete, dalla sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente a olio) necessari per vincoli di rete, con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (ad esempio il gas).

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (I_c02)

In Tabella 4-2 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

Per ciascun intervento, o gruppo di interventi, sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente tra Sardegna e Corsica	700
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	650

Tabella 4-2 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (I_c03)

La riduzione dell'energia non fornita è un indicatore non esplicitato nell'ambito del PdS 2006.

4.2.1.4 Calcolo al 31 dicembre 2006

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

Con l'entrata in servizio degli interventi previsti nel PdS 2007 si è stimato che la diminuzione delle perdite alla punta potesse raggiungere un valore di potenza di 150 MW (di cui una metà grazie ai rinforzi operati sulla sola rete a 380 e 220 kV, cui si aggiungono ulteriori 10 MW circa di riduzione per effetto del piano di installazione di condensatori in AT), cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 750 GWh/anno.

Ipotizzando che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile fossile, è possibile ritenere che detti interventi possano avere avuto, come valore aggiunto, anche una diminuzione di emissioni di CO₂, che può arrivare sino a 450.000 tonnellate annue.

Le stime riportate sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica non includono i benefici ottenibili, mediante la riduzione delle congestioni di rete, dalla sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente a olio) necessari per vincoli di rete, con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (ad esempio il gas).

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

In Tabella 4-3 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

Per ciascun intervento, o gruppo di interventi, sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente tra Sardegna e Corsica	700
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	1.000

Tabella 4-3 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

La riduzione dell'energia non fornita è un indicatore non esplicitato nell'ambito del PdS 2007.

4.2.1.5 Calcolo al 31 dicembre 2007

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

Con l'entrata in servizio degli interventi previsti nel PdS 2008 si è stimato che la diminuzione delle perdite alla punta potesse raggiungere un valore di potenza di 180 MW, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.080 GWh/anno.

Ipotizzando che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile fossile, è possibile ritenere che detti interventi possano avere avuto, come valore aggiunto, anche una diminuzione di emissioni di CO₂, che oscilla fra 400.000 e 600.000 tonnellate annue.

Alle stime si includono i benefici ottenibili, mediante la riduzione delle congestioni di rete, dalla sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente a olio) necessari per vincoli di rete, con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (ad esempio il gas). Tali benefici sono stati quantificati in una riduzione delle emissioni di CO₂, fino a 2.500.000 tonnellate annue.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (I_c02)

In Tabella 4-4 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

Per ciascun intervento, o gruppo di interventi, sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente tra Sardegna e Corsica	700
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	1.100

Tabella 4-4 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (I_c03)

La riduzione dell'energia non fornita è un indicatore non esplicitato nell'ambito del PdS 2008.

4.2.1.6 Calcolo al 31 dicembre 2008

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

Con l'entrata in servizio degli interventi previsti nel PdS 2009 si è stimato che la diminuzione delle perdite alla punta potesse raggiungere un valore di potenza di 200 MW, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.200 GWh/anno.

Ipotizzando che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile fossile, è possibile ritenere che detti interventi possano avere avuto, come valore aggiunto, anche una diminuzione di emissioni di CO₂, che oscilla fra 500.000 e 600.000 tonnellate annue.

Alle stime si includono i benefici ottenibili, mediante la riduzione delle congestioni di rete, dalla sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente a olio) necessari per vincoli di rete,

con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (ad esempio il gas). Tali benefici sono quantificabili in una riduzione delle emissioni di CO₂, fino a 3.600.000 tonnellate annue.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

In Tabella 4-5 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

Per ciascun intervento, o gruppo di interventi, sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente tra Sardegna e Corsica	700
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	1.100

Tabella 4-5 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

Per il sistema elettrico di trasmissione, l'affidabilità rappresenta la capacità di alimentare con continuità le utenze nel tempo. Poiché gli eventi che possono interrompere la continuità del servizio sono aleatori, è stata effettuata un'analisi di affidabilità utilizzando un approccio di tipo probabilistico; infatti, il metodo deterministico, pur permettendo di individuare le congestioni e criticità prevedibili, non consente di stimarne l'entità e la frequenza di occorrenza, data la difficoltà di ipotizzare a priori le relazioni tra produzione, carico ed indisponibilità degli elementi di rete.

Attraverso questo tipo di analisi (probabilistico) è possibile, peraltro, fornire indicazioni su base annua degli **indici di affidabilità**, quali l'energia non fornita (**EENS**), la probabilità di non riuscire a far fronte al picco di domanda (**LOLP**) e la durata di tale probabilità (**LOLE**), evidenziandone le principali cause:

- insufficiente generazione del sistema (Lack of Power);
- insufficiente generazione in alcune parti del sistema (Lack of Interconnection);
- limitazioni di portata di elettrodotti e trasformatori (Line Overload);
- formazione di porzioni di rete isolate (Network Splitting).

Al fine di valutare l'impatto degli interventi di sviluppo sulla rete 380/220 kV è stata pertanto effettuata una analisi affidabilistica; sono stati **confrontati due diversi scenari di sviluppo**, corrispondenti ad uno scenario di base, che rappresenta il sistema elettrico italiano nel medio-lungo termine senza i principali interventi di sviluppo, ed uno scenario ottimale (in cui i principali interventi sono quelli relativi alla rete 380 kV), in cui sono stati considerati disponibili gli interventi di sviluppo già pianificati.

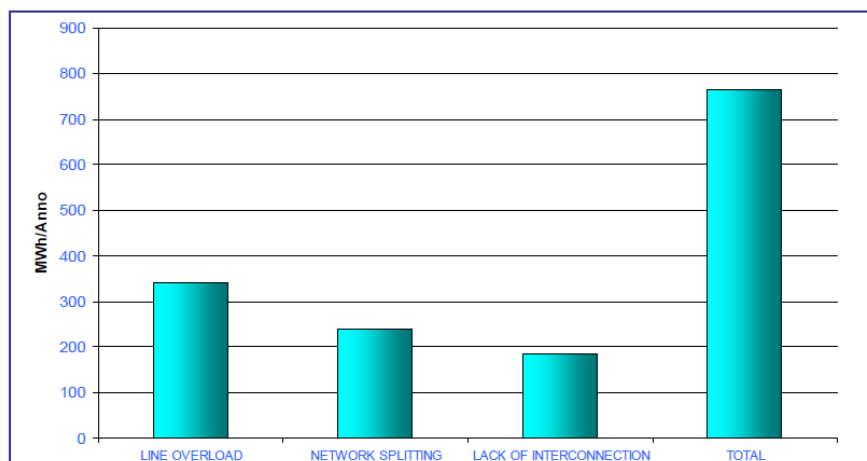


Figura 4-1 Riduzione ENF scenario base/ottimale, suddivisa per cause [MWh/anno]

Pur partendo da un valore di Energia Non Fornita pressoché in linea con quanto usualmente considerato come riferimento per un sistema elettrico avanzato (10^{-5} del fabbisogno totale), l'inserimento dei principali interventi di sviluppo determina una riduzione dell'Energia Non Fornita di circa 800 MWh/anno rispetto allo scenario base, migliorando tutti gli indici affidabilistici dello scenario base (cfr. Figura 4-1).

Si sottolinea il fatto che, in nessuno dei due scenari, si è presentato un problema di insufficiente disponibilità di potenza (Lack of Power), in virtù dello sviluppo della capacità produttiva nell'orizzonte di piano e della maggiore capacità di importazione dall'estero. La riduzione dell'Energia Non Fornita è legata, rispettivamente, a una diminuzione dei sovraccarichi delle linee (circa il 45%), ad una riduzione dei fenomeni di network splitting (30% circa) ed alla maggiore interconnessione tra zone (25% circa). Nella Tabella 4-6 sono riportati i valori dell'indice LOLP - suddivisi per le possibili cause - confrontati con quelli di riferimento, rispetto ai quali si mantengono al di sotto.

	Valori di riferimento	LOLP
Lack Of Power	0,01	0,000
Line Overload	0,01	0,0037
Lack Of Interconnection	0,01	0,0017
Network Splitting	0,01	0,0012

Tabella 4-6 LOLP – Scenario ottimale

La realizzazione di tutti gli interventi di sviluppo determina, infine, una riduzione di circa il 10% dell'indice LOLE [h/anno], rispetto allo scenario privo di interventi di sviluppo.

4.2.1.7 Calcolo al 31 dicembre 2009

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS 2010 determina una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.200 GWh/anno. Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti combustibili ed essendo noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂, dovuta alla riduzione delle perdite di rete, che oscilla tra 500.000 e 600.000 [tCO₂/anno].

La valutazione dell'incremento di efficienza nell'esercizio del parco termoelettrico, conseguente ai principali interventi di rinforzo della RTN, si basa sui risultati ottenuti dalle simulazioni del comportamento del Mercato Elettrico (MGP-Mercato del giorno prima); i principali vincoli tecnici modellati in questa analisi comprendono, oltre ai vincoli di bilancio energetico del sistema e ai limiti caratteristici delle unità di generazione, anche i limiti di scambio tra le zone di mercato, rappresentati attraverso una rete equivalente. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari di mercato rappresentativi di differenti stati di avanzamento, nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare, si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni: una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi, per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra, caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonalie possa determinare la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente ad olio), con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporta una riduzione delle emissioni di CO₂, fino a 3.700.000 tonnellate annue.

Le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale, rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che si prevedeva potessero entrare in esercizio negli anni successivi, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni, Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT su cui si inserisce direttamente la produzione e rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP. Il complesso di queste opere si è previsto che liberi una potenza da fonte rinnovabile per circa 3.700 MW che, considerando 2.200 ore di funzionamento equivalente³, corrispondono a un'energia di circa 8.000 GWh.

³ Valore ricavato su dati GSE

Analogamente a quanto fatto per la valutazione della riduzione di emissioni legata alla diminuzione delle perdite di rete, ripartendo percentualmente il valore di energia ricavato, fra i vari combustibili utilizzati, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ pari a circa 3.500 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata, per la riduzione delle perdite e per l'aumento di efficienza del parco termoelettrico, è risultata pari a poco più di 4 milioni di tonnellate all'anno.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (I_c02)

In Tabella 4-7 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente tra Sardegna e Corsica	700
	Riclassamento a 380 kV dell'elettrodotto a 220 kV "Rotonda- Tusciano- Montecorvino"	900
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	1.100

Tabella 4-7 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (I_c03)

La riduzione dell'energia non fornita è un indicatore non esplicitato nell'ambito del PdS 2010.

4.2.1.8 Calcolo al 31 dicembre 2010

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS 2011 si è previsto che potesse determinare una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.200 GWh/anno. Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti combustibili ed essendo noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂, dovuta alla riduzione delle perdite di rete, che oscilla tra 500.000 e 600.000 [tCO₂/anno].

La valutazione dell'incremento di efficienza nell'esercizio del parco termoelettrico, conseguente ai principali interventi di rinforzo della RTN, si basa sui risultati ottenuti dalle simulazioni del comportamento del Mercato Elettrico (MGP); i principali vincoli tecnici modellati in questa analisi comprendono, oltre ai vincoli di bilancio energetico del sistema e ai limiti caratteristici delle unità di generazione, anche i limiti di scambio tra le zone di mercato, rappresentati attraverso una rete equivalente. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari di mercato, rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare, si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni: una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio, attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra, caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonalie possa determinare la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente ad olio), con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporta una riduzione delle emissioni di CO₂, fino a 3.700.000 tonnellate annue.

Le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale, rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che si prevedeva potessero entrare in esercizio negli anni successivi, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete, cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni, Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT, su cui si inserisce direttamente la produzione e rinforzi di rete, indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP. Il complesso di queste opere si è previsto che liberi una potenza da fonte rinnovabile per circa 4.700 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica corrispondono a un'energia di circa 11.800 GWh.

Analogamente a quanto fatto per la valutazione della riduzione di emissioni, legata alla diminuzione delle perdite di rete, ripartendo percentualmente il valore di energia ricavato fra i vari combustibili utilizzati, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ pari a circa 5.000 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata, per la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico, è risultata pari a poco più di 4 milioni di tonnellate all'anno.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

In Tabella 4-8 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Corsica/Continente	500 ⁴
	Nuovo elettrodotto 380 kV "Aliano – Montecorvino"	900
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700
	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia Benevento"	500
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AAT/AT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP	Rinforzi della rete di trasmissione nel sud Italia	1.100

Tabella 4-8 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (I_{c03})

Nella Figura 4-2 è riportato l'andamento di tre indici (EENS: Espected Energy Not Supplied, LOLE: Loss of Load Expectancy, LOLP: Loss of Load Probability), determinato nell'ambito del PdS 2011, che descrivono il comportamento del sistema al 2015 ed al 2020, in termini di affidabilità ed adeguatezza, in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

Analizzando il grafico si può osservare che l'affidabilità del sistema elettrico risulta garantita sia nel medio che nel lungo periodo, a fronte del previsto trend di crescita del fabbisogno.

In particolare, si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti, mostrando quindi come gli interventi di sviluppo della rete consentano una efficace utilizzazione del parco di generazione, limitando sia la probabilità che l'entità di eventuali disalimentazioni del carico; anche la durata delle stesse risulta molto ridotta.

⁴ In aggiunta ai benefici correlati al SA.PE.I.

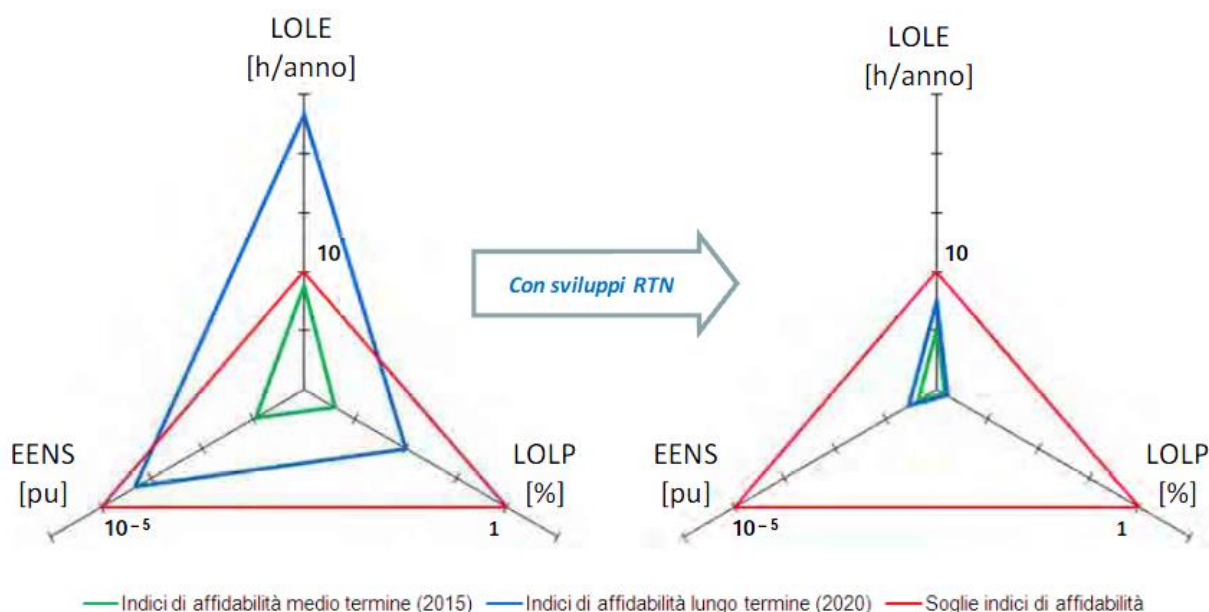


Figura 4-2 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

4.2.1.9 Calcolo al 31 dicembre 2011

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS 2012 determina una riduzione delle perdite di energia sulla rete, valutata in circa 1.200 GWh/anno. Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti primarie (incluse FER) ed essendo noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂, dovuta alla riduzione delle perdite di rete, che oscilla tra 500.000 e 600.000 [tCO₂/anno].

La valutazione dell'incremento di efficienza nell'esercizio del parco termoelettrico, conseguente ai principali interventi di rinforzo della RTN, si basa sui risultati ottenuti dalle simulazioni del comportamento del Mercato Elettrico (MGP); i principali vincoli tecnici modellati in questa analisi comprendono, oltre ai vincoli di bilancio energetico del sistema e ai limiti caratteristici delle unità di generazione, anche i limiti di scambio tra le zone di mercato, rappresentati attraverso una rete equivalente. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari di mercato, rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare, si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni: una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi, per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra, caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonali possa determinare la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente ad olio), con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli

interventi di interconnessione con l'estero, comporta una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a 4.800.000 tonnellate annue.

Le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale, rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che si prevedeva potessero entrare in esercizio negli anni successivi; in particolare, vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete, cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni, Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT, su cui si inserisce direttamente la produzione, nonché rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP. Il complesso di queste opere si è previsto che liberi una potenza da fonte rinnovabile per circa 4.700 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica, corrispondono a un'energia di circa 10.800 GWh.

Considerando, inoltre, che tale energia sostituisce quella generata dal solo mix produttivo termoelettrico, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ pari a circa 5.800 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata, per la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico, è risultata pari a poco più di 5 milioni di tonnellate all'anno.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

In Tabella 4-9 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

Per ciascun intervento, o gruppo di interventi, sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Corsica/Continente	500 ⁵
	Nuovo elettrodotto 380 kV "Aliano – Montecorvino"	900
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700
	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia Benevento"	500

⁵ In aggiunta ai benefici correlati al SA.PE.I.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AAT/AT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP	Rinforzi della rete di trasmissione nel sud Italia	1.100

Tabella 4-9 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (I_{C03})

Nella Figura 4-3 è riportato l'andamento di tre indici (EENS: Expected Energy Not Supplied, LOLE: Loss of Load Expectancy, LOLP: Loss of Load Probability), determinati nell'ambito del PdS 2012, che descrivono il comportamento del sistema al 2016 ed al 2021, in termini di affidabilità ed adeguatezza, in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

Analizzando il grafico si può osservare che l'affidabilità del sistema elettrico risulta garantita sia nel medio che nel lungo periodo, a fronte del previsto trend di crescita del fabbisogno.

In particolare, si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti, mostrando quindi come gli interventi di sviluppo della rete consentano una efficace utilizzazione del parco di generazione, limitando sia la probabilità che l'entità di eventuali disalimentazioni del carico; anche la durata delle stesse risulta molto ridotta.

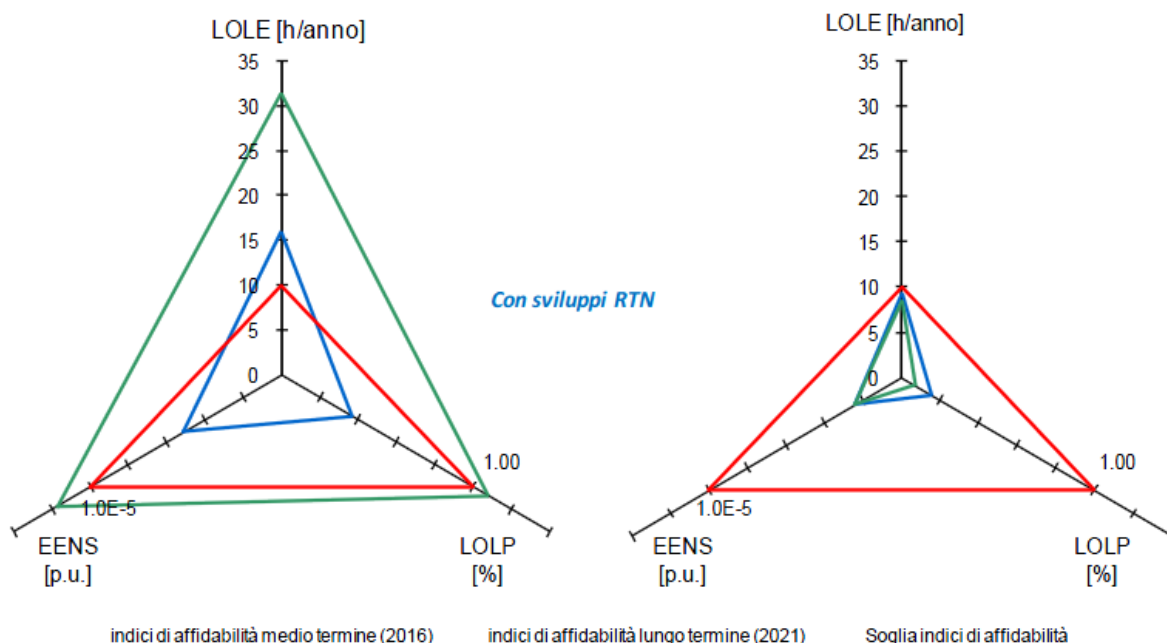


Figura 4-3 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

4.2.2 Il bilancio del consumo di suolo

Come anticipato nel paragrafo 4.1, in merito alla tematica "consumo di suolo" suggerita dal MiBACT, sono state considerate due grandezze: le aree interessate dalla realizzazione di linee elettriche (**A_c**) e le aree oggetto di dismissione (**A_d**).

I dati utilizzati per la determinazione di tali aree sono quelli indicati nella precedente Tabella 3-4, nella quale sono riportati i chilometri complessivi di linee costruite e demolite, negli anni 2013, 2014, 2015 e 2016.

Partendo dai dati relativi ai chilometri complessivi di linee costruite e demolite per ciascuna AOT (Area Operativa di Trasmissione) e considerando l'occupazione di suolo dei sostegni, sono state definite le due grandezze: **A_c** (aree interessate dalla realizzazione di linee elettriche) e **A_d** (aree oggetto di dismissione), come indicato nella tabella seguente.

Struttura	Opera	A _c /A _d [m ²]				Totale [m ²]
		2013	2014	2015	2016	
TRI-ATNO-AOT Milano	Demolizione	0	7.710	5.903	25.787	39.400
	Realizzazione	0	41.567	6.634	15.863	64.064
TRI-ATNO-AOT Torino	Demolizione	5.338	5.138	0	19	10.495
	Realizzazione	5.497	6.438	80	37	12.051
TRI-ATNO-AOT Cagliari	Demolizione	0	0	1.403	11	1.414
	Realizzazione	0	0	78	2.347	2.425
TRI-ATNE-AOT Padova	Demolizione	3.238	275	1.677	1.878	7.068
	Realizzazione	520	7	458	1.300	2.285
TRI-ATNE-AOT Firenze	Demolizione	3.103	4.368	438	1.086	8.995
	Realizzazione	2.308	360	588	510	3.766
TRI-ATCS-AOT Roma	Demolizione	58	0	409	0	467
	Realizzazione	0	0	800	20.092	20.892
TRI-ATCS-AOT Napoli	Demolizione	5.252	118	1.452	5.300	12.121
	Realizzazione	17.544	27.380	5.030	7.187	57.142
TRI-ATCS-AOT Palermo	Demolizione	0	0	329	1.320	1.649
	Realizzazione	479	1.961	0	39.605	42.045
Totale Gruppo Terna	Demolizione	16.989	17.609	11.611	35.401	81.609
	Realizzazione	26.348	77.713	13.668	86.941	204.670

Tabella 4-10 Aree interessate dalla realizzazione di linee elettriche e aree oggetto di dismissione per il periodo 2013÷2016

Da quanto indicato nella tabella precedente si evince che, considerando il quadriennio 2013 ÷ 2016, la totalità di aree demolite (81.609 m²) è pari a circa il 40% di quelle oggetto di costruzione (204.670 m²).

Di seguito una tabella riassuntiva che confronta le aree demolite rispetto a quelle costruite, nel quadriennio 2013 ÷ 2016, per ciascuna AOT.

Opera	Confronto aree demolite / costruite nel periodo 2013÷2016							
	TRI-ATNO-AOT Milano	TRI-ATNO-AOT Torino	TRI-ATNO-AOT Cagliari	TRI-ATNE-AOT Padova	TRI-ATNE-AOT Firenze	TRI-ATCS-AOT Roma	TRI-ATCS-AOT Napoli	TRI-ATCS-AOT Palermo
Demolizione [m ²]	39.400	10.495	1.414	7.068	8.995	467	12.121	1.649
Costruzione [m ²]	64.064	12.051	2.425	2.285	3.766	20.892	57.142	42.045
Confronto A _D /A _C [%]	61,5%	87,1%	58,3%	309,3%	238,8%	2,2%	21,2%	3,9%

Tabella 4-11 Confronto A_D/A_C

Dalla tabella precedente si può vedere come Terna, oltre a portare avanti gli interventi di sviluppo, ha sempre provveduto a demolire i tratti di rete non più funzionali. I valori delle aree demolite, le quali, come meglio spiegato nel seguito, sono funzione dei diversi livelli di tensione delle linee e, quindi, del diverso ingombro (occupazione di suolo) dei loro sostegni, sono molto diversi fra loro.

Analizzando nello specifico le aree afferenti le varie AOT, si nota che, per alcune, le aree oggetto di dimissione sono notevolmente maggiori rispetto alle nuove realizzazioni, come ad esempio per l'AOT di Padova, per la quale sono stati demoliti 7.068 m² di elettrodotti, a fronte di soli 2.285 m² di costruzione (ovvero le aree oggetto di dismissione sono pari a più di tre volte quelle relative a nuove realizzazioni).

Anche per quanto concerne la AOT di Firenze, le aree oggetto di demolizioni sono più del doppio di quelle costruite, presentando circa 9.000 m² di dismissioni, rispetto ai 3.700 m² di costruzione.

Al fine di rendere più chiaro il processo con il quale sono stati stimati i suddetti valori, di seguito si riportano gli step metodologici applicati.

- In primo luogo sono state individuate le specifiche tensioni degli elettrodotti costruiti e demoliti per ciascuna AOT, così come riportato nelle tabelle seguenti.

Opera	Livello tensione	TRI-ATNO-AOT Milano Lunghezza elettrodotto [km]				Totale [km]
		2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0,0	40,0	23,0	198,0	261,0
	220 kV	0,0	13,0	20,0	12,9	45,9
	380 kV	0,0	3,0	0,0	0,0	3,0
Costruzione	<150 kV	0,0	14,0	16,0	106,0	136,0
	220 kV	0,0	13,0	30,0	20,0	63,0
	380 kV	0,0	131,0	0,0	0,0	131,0

<i>TRI-ATNO-AOT Torino</i>						
Opera	Livello tensione	Lunghezza elettrodotto [km]				Totale [km]
		2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	17,7	12,6	0,0	0,2	30,5
	220 kV	5,5	23,1	0,0	0,0	28,6
	380 kV	8,1	0,0	0,0	0,0	8,1
Costruzione	<150 kV	18,3	12,6	0,7	0,3	31,9
	220 kV	5,5	31,3	0,0	0,0	36,8
	380 kV	8,5	0,0	0,0	0,0	8,5

<i>TRI-ATNO-AOT Cagliari</i>						
Opera	Livello tensione	Lunghezza elettrodotto [km]				Totale [km]
		2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0,0	0,0	11,7	0,1	11,8
	220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	380 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costruzione	<150 kV	0,0	0,0	0,7	19,6	20,2
	220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	380 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

<i>TRI-ATNO-AOT Padova</i>						
Opera	Livello tensione	Lunghezza elettrodotto [km]				Totale [km]
		2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	27,0	2,3	12,0	15,7	57,0
	220 kV	0,0	0,0	1,5	0,0	1,5
	380 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costruzione	<150 kV	4,3	0,1	3,8	10,8	19,0
	220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	380 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

<i>TRI-ATNO-AOT Firenze</i>						
Opera	Livello tensione	Lunghezza elettrodotto [km]				Totale [km]
		2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	16,7	11,1	2,1	9,0	38,9
	220 kV	0,0	14,5	1,2	0,0	15,7
	380 kV	3,8	2,6	0,0	0,0	6,4
Costruzione	<150 kV	19,2	3,0	3,2	4,2	29,7
	220 kV	0,0	0,0	1,3	0,0	1,3
	380 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

<i>TRI-ATNO-AOT Roma</i>						
Opera	Livello tensione	Lunghezza elettrodotto [km]				Totale [km]
		2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	220 kV	0,4	0,0	2,6	0,0	3,0
	380 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costruzione	<150 kV	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
	220 kV	0,0	0,0	5,0	0,0	5,0
	380 kV	0,0	0,0	0,0	69,6	69,6

<i>TRI-ATNO-AOT Napoli</i>						
Opera	Livello tensione	Lunghezza elettrodotto [km]				Totale [km]
		2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0,7	0,8	12,1	21,5	35,1
	220 kV	32,8	0,1	0,0	17,3	50,2
	380 kV	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Costruzione	<150 kV	65,0	27,3	19,1	34,6	146,1
	220 kV	39,9	0,0	8,5	0,0	48,5
	380 kV	12,0	83,4	4,8	10,5	110,8

<i>TRI-ATNO-AOT Palermo</i>						
Opera	Livello tensione	Lunghezza elettrodotto [km]				Totale [km]
		2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0,0	0,0	2,7	11,0	13,7
	220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	380 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costruzione	<150 kV	4,0	16,3	0,0	42,1	62,4
	220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	380 kV	0,0	0,0	0,0	119,6	119,6

- b. Tale distinzione è stata necessaria poiché, elettrodotti afferenti a diversi livelli di tensione, comportano sia una differente occupazione del suolo ad opera dei sostegni, sia una diversa distanza tra di essi (lunghezza delle campate), ed in particolare:

Livello di tensione	Distanza tra i sostegni [km]	Occupazione del sostegno [m ²]
<150 kV	0,35	42
220 kV	0,35	55
380 kV	0,45	130

- c. Conoscendo quindi le dimensioni costruttive specifiche, per ciascun livello di tensione, è stato possibile stimare, con elevata precisione, dapprima il numero di sostegni e, successivamente, l'effettiva occupazione/liberazione di suolo, relativa agli elettrodotti delle 8 AOT, come indicato nelle tabelle seguenti.

<i>TRI-ATNO-AOT Milano</i>										
Opera	Livello tensione	Sostegni [n]				Area sostegni [m ²]				Totale
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0	114	66	566	0	4.800	2.760	23.760	31.320
	220 kV	0	37	57	37	0	2.043	3.143	2.027	7.213
	380 kV	0	7	0	0	0	867	0	0	867
Costruzione	<150 kV	0	40	46	303	0	1.680	1.920	12.720	16.320
	220 kV	0	37	86	57	0	2.043	4.714	3.143	9.900
	380 kV	0	291	0	0	0	37.844	0	0	37.844

<i>TRI-ATNO-AOT Torino</i>										
Opera	Livello tensione	Sostegni [n]				Area sostegni [m ²]				Totale
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	51	36	0	0	2.127	1.510	0	19	3.656
	220 kV	16	66	0	0	858	3.628	0	0	4.486
	380 kV	18	0	0	0	2.353	0	0	0	2.353
Costruzione	<150 kV	52	36	2	1	2.198	1.517	80	37	3.831
	220 kV	16	89	0	0	858	4.921	0	0	5.779
	380 kV	19	0	0	0	2.441	0	0	0	2.441

<i>TRI-ATNO-AOT Cagliari</i>										
Opera	Livello tensione	Sostegni [n]				Area sostegni [m ²]				Totale
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0	0	33	0	0	0	1.403	11	1.414
	220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	380 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costruzione	<150 kV	0	0	2	56	0	0	78	2.347	2.425
	220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	380 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<i>TRI-ATNO-AOT Padova</i>										
Opera	Livello tensione	Sostegni [n]				Area sostegni [m ²]				Totale
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	77	7	34	45	3.238	275	1.445	1.878	6.835
	220 kV	0	0	4	0	0	0	233	0	233
	380 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costruzione	<150 kV	12	0	11	31	520	7	458	1.300	2.285
	220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	380 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<i>TRI-ATNO-AOT Firenze</i>										
Opera	Livello tensione	Sostegni [n]				Area sostegni [m ²]				Totale
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	48	32	6	26	1.999	1.332	251	1.086	4.668
	220 kV	0	41	3	0	0	2.279	187	0	2.466
	380 kV	8	6	0	0	1.104	757	0	0	1.861
Costruzione	<150 kV	55	9	9	12	2.308	360	386	510	3.564
	220 kV	0	0	4	0	0	0	201	0	201
	380 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<i>TRI-ATNO-AOT Roma</i>										
Opera	Livello tensione	Sostegni [n]				Area sostegni [m ²]				Totale
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	220 kV	1	0	7	0	58	0	409	0	467
	380 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costruzione	<150 kV	0	0	0	0	0	0	14	0	14
	220 kV	0	0	14	0	0	0	786	0	786
	380 kV	0	0	0	155	0	0	0	20.092	20.092

<i>TRI-ATNO-AOT Napoli</i>										
Opera	Livello tensione	Sostegni [n]				Area sostegni [m ²]				Totale
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	2	2	35	61	83	97	1.452	2.581	4.214
	220 kV	94	0	0	49	5.153	15	0	2.719	7.887
	380 kV	0	0	0	0	15	6	0	0	21
Costruzione	<150 kV	186	78	55	99	7.799	3.275	2.297	4.156	17.527
	220 kV	114	0	24	0	6.275	0	1.343	0	7.618
	380 kV	27	185	11	23	3.470	24.105	1.390	3.031	31.996

<i>TRI-ATNO-AOT Palermo</i>										
Opera	Livello tensione	Sostegni [n]				Area sostegni [m ²]				Totale
		2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	
Demolizione	<150 kV	0	0	8	31	0	0	329	1.320	1.649
	220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	380 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costruzione	<150 kV	11	47	0	120	479	1.961	0	5.052	7.492
	220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	380 kV	0	0	0	266	0	0	0	34.553	34.553

Sommando quindi tutte le aree, relative agli elettrodotti demoliti e costruiti, inerenti i differenti livelli di tensione, sono stati ottenuti i risultati già riportati nella Tabella 4-10.

5 IL MONITORAGGIO AMBIENTALE: IL PERSEGUIMENTO DEGLI OBIETTIVI

5.1 Struttura e metodologia

Gli indicatori di sostenibilità complessivi riportati nel capitolo precedente (cap. 4) sono indici previsionali, che tengono conto di tutti gli interventi di sviluppo fino a quel momento pianificati, in accordo con gli scenari energetici e macroeconomici previsti in quel momento.

Tali indici, per le suddette caratteristiche, si discostano dal monitoraggio degli effetti puntuali di un preciso intervento di sviluppo a valle della sua realizzazione, proprio per ragioni metodologiche: gli indicatori di sostenibilità complessivi, infatti, sono previsionali e relativi a tutto il paniere degli interventi di sviluppo pianificati, mentre il monitoraggio dell'efficacia di un singolo intervento di sviluppo è una misurazione *ex post* di una sola opera, tra tutto il paniere di interventi.

Per tale valutazione *ex post* dell'efficacia di un singolo intervento di sviluppo occorre utilizzare criteri che rispecchino, in modo adeguato, i benefici espressi nella fase *ex ante* di analisi costi-benefici.

Resta inteso che ogni indicatore prescelto per tale analisi è influenzato anche da fattori esterni, come illustrato nel paragrafo seguente.

5.2 I risultati ottenuti

5.2.1 Il caso del Sorgente – Rizziconi

Il primo caso applicativo oggetto del monitoraggio degli effetti e del raggiungimento degli obiettivi è stato quello relativo alla realizzazione del collegamento SA.PE.I (acronimo di Sardegna – Penisola - Italiana), che rappresenta il primo collegamento elettrico diretto tra la Sardegna e il continente (cfr. Rapporto di monitoraggio VAS dei PdS 2013-2014-2015, Parte I, § 7.4).

In questa sede, ai fini del medesimo monitoraggio degli effetti e del raggiungimento degli obiettivi, viene analizzata la realizzazione del collegamento **Sorgente – Rizziconi**, che rappresenta un fondamentale collegamento elettrico tra la Sicilia e il continente.

1. Cronologia dell'intervento

- **Pianificazione intervento: PdS 2003,**
- Autorizzazione dell'intervento:
 - o Febbraio 2009 (tratti in cavo 380 kV tra SE Scilla e SE Villafranca)
 - o Luglio 2010 (tratti aerei 380 kV)
- Entrata in esercizio: Maggio **2016**

2. Premessa

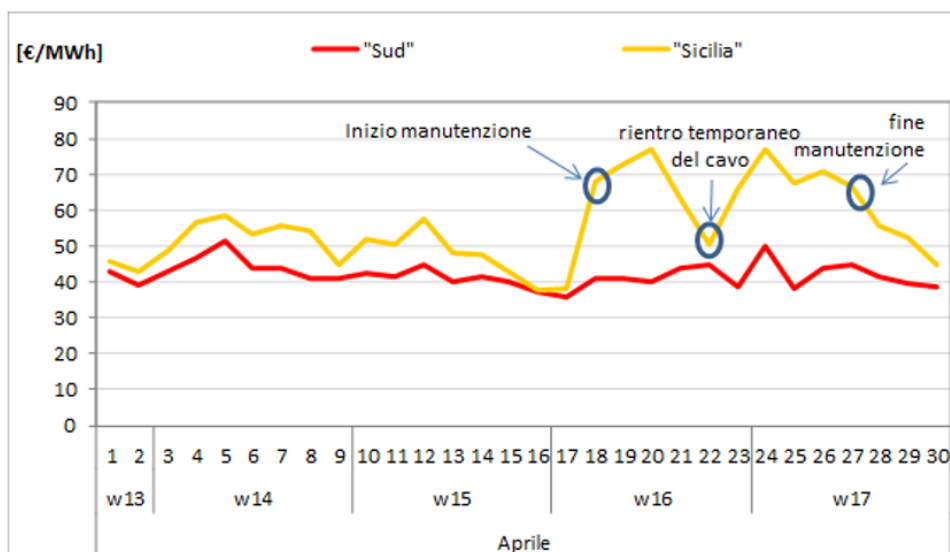
Il beneficio economico derivante dal rafforzamento dell'interconnessione tra la Sicilia e il Continente, stimato ex-ante da Terna, era pari a circa 600mln€/anno, a fronte di un costo di investimento dell'intervento di circa 700 milioni di euro a vita utile intera. Tale stima si basava su un'analisi degli esiti del Mercato del Giorno Prima (MGP), riferita all'anno 2014: ultimo anno utile, prima dell'ingresso del nuovo collegamento, in cui gli esiti dei mercati dell'energia in Sicilia non erano influenzati dal regime amministrato ex DL 91/14. A seguito dell'entrata in esercizio del nuovo collegamento, i limiti di transito in import sui mercati dell'energia sono passati da un valore di 100 MW ai 1100 MW attuali.

In merito alla definizione di indicatori che misurino ex-post gli effetti generati dall'intervento di sviluppo, si individua, come possibile indicatore da monitorare, il differenziale di prezzo tra la zona di mercato Sicilia e la zona di mercato Sud.

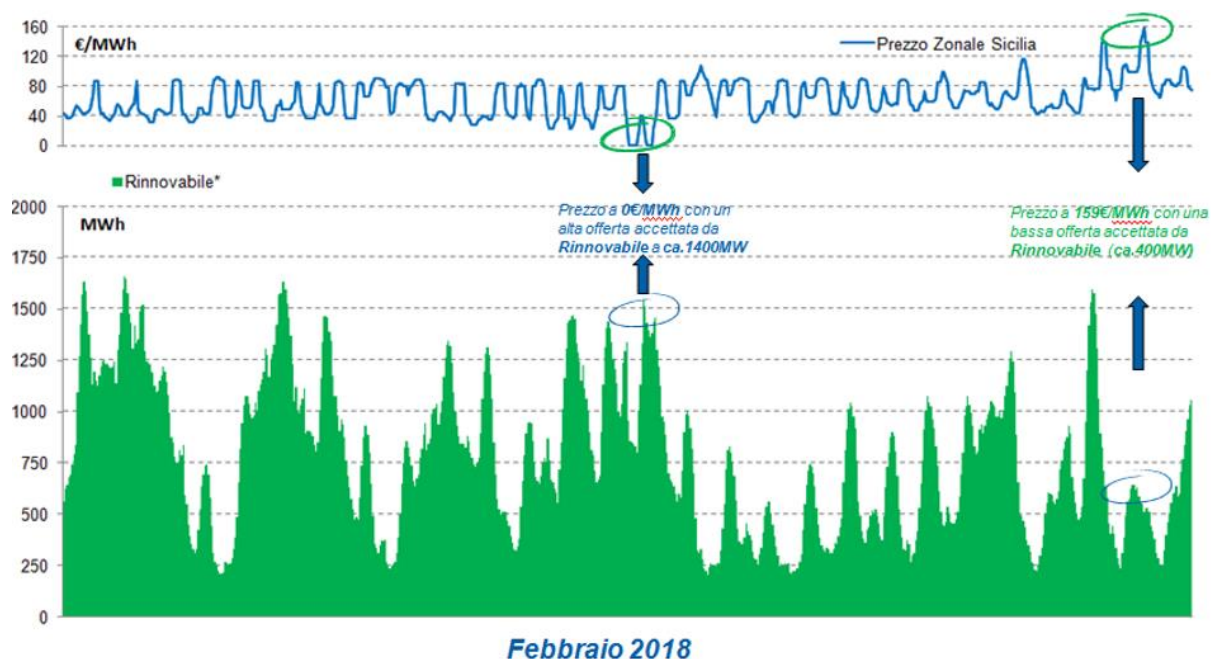
3. Analisi

A circa 20 mesi dall'ingresso in esercizio, Terna ha effettuato una valutazione del beneficio effettivo dalla nuova interconnessione, analizzando i primi 20 mesi di esercizio del cavo (28 maggio 2016 – 27 gennaio 2018). L'analisi evidenzia come il differenziale tra il prezzo medio della Sicilia e della zona Sud abbia registrato una consistente riduzione (differenziale ridotto da 34,6 €/MWh del 2014 a 9,8 €/MWh). Tale differenziale, applicato all'intera domanda siciliana del periodo in esame (pari a circa 27 TWh), identifica un **risparmio effettivo** sul mercato del giorno prima pari a circa **670 mln€**.

A ulteriore dimostrazione della utilità del nuovo collegamento Sorgente Rizziconi si evidenzia come, nei periodi di indisponibilità del cavo stesso per manutenzione, si sono registrati forti aumenti di prezzo nel mercato del giorno prima. Infatti, nel mese di aprile 2017, il nuovo collegamento è stato oggetto di attività di manutenzione programmata che ne hanno comportato l'indisponibilità dalla h9 del 18 aprile alla h16 del 21 aprile e dalla h9 del 23 aprile alla h16 del 27 aprile. Come è possibile visualizzare dal grafico seguente, durante tali periodi, lo spread tra il prezzo medio giornaliero in Sicilia e nella zona Sud è significativamente aumentato, rispetto ai giorni del medesimo mese in cui il collegamento era disponibile.



Inoltre, il collegamento offre l'opportunità alla Sicilia di esportare verso il continente in caso di alta offerta Rinnovabile, con evidenti benefici, sia sul prezzo dell'energia, ma soprattutto sulla **sostenibilità ambientale**.



4. Interpretazione risultati

In prospettiva, lo spread tra il prezzo Sicilia e il prezzo della zona Sud potrà variare per effetto delle numerose variabili che concorrono alla determinazione degli esiti dei mercati (domanda, disponibilità degli impianti di generazione e degli elementi di rete, apporto delle rinnovabili); rimane tuttavia

indubbio il beneficio conseguente dalla maggiore disponibilità di capacità di scambio tra la Sicilia e il continente.

Occorre infine segnalare un importante contributo del cavo. Infatti, l'incremento della capacità di importazione ha mitigato, in modo significativo, le problematiche per la **sicurezza di approvvigionamento dell'isola**. Tali problematiche sarebbero divenute quanto mai critiche se, a seguito della riduzione della capacità termoelettrica disponibile nell'isola⁶, non fosse stata incrementata la possibilità di importare energia dal Continente.

⁶ Nel 2014 sono stati dismessi i gruppi 3 e 4 della Centrale di San Filippo del Mela (300MW). Nel 2016 è stata dismessa la Centrale di Augusta (150MW). I due turbogas di Porto Empedocle posso essere eserciti solo alternativamente.

6 IL MONITORAGGIO AMBIENTALE PdS SPECIFICO: CALCOLO DEGLI INDICATORI DI SOSTENIBILITÀ

6.1 Struttura e metodologia

Il monitoraggio ambientale PdS Specifico, differentemente dal monitoraggio ambientale illustrato nei precedenti capitoli, relativi al monitoraggio ambientale complessivo (cfr. cap. 4) e al monitoraggio del perseguimento degli obiettivi (cfr. cap. 5), permette di apprezzare il contributo del singolo PdS (ovvero annualità). Ciò è possibile attraverso il monitoraggio dapprima a livello di azioni, quindi a livello di intervento e infine mediante la loro aggregazione, in funzione delle singole annualità dei PdS in cui gli interventi sono stati pianificati.

Le indicazioni metodologiche complete, su come è strutturato il **monitoraggio ambientale PdS specifico**, sono fornite nel Rapporto Ambientale (cfr. § 11.6); di seguito si riportano i principali passaggi logici che hanno consentito la definizione dei due relativi set di indicatori: di sostenibilità ambientale **non territoriale** (cfr. § 6.1.1) e di sostenibilità ambientale **territoriale** (cfr. § 6.1.2).

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, come riportato nella seguente tabella.

Azioni di sviluppo	Fattori casuali	Effetti
Su asset esistenti Azione di funzionalizzazione	Modifica delle attuali prestazioni dell'asset esistente (interventi di manutenzione di cui all'art. 1 sexies del DL 239/03)	Efficienza della rete
		Energia liberata
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
		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
		Occupazione aree a pericolosità idrogeologica
		Occupazione aree a rischio antropico

Tabella 6-1 Azioni operative: fattori causali ed effetti potenziali

Sono poi state distinte 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, indicati con il termine "**non territorializzabili**" (cfr. Tabella 6-2).

Effetti	Categorie di effetti
Efficienza della rete	Effetti non territorializzabili
Energia liberata	
Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini	Effetti territorializzabili
Interazione aree di valore per il patrimonio naturale	
Interazione aree di valore per i beni culturali e i beni paesaggistici	
Occupazione di suolo	
Occupazione aree a pericolosità idrogeologica	
Occupazione aree a rischio antropico	

Tabella 6-2 Categorie di effetti

Sulla scorta di tale considerazione, il monitoraggio ambientale PdS specifico può essere distinto in due categorie:

- monitoraggio ambientale non territoriale;
- monitoraggio ambientale territoriale.

Come detto, scopo del monitoraggio ambientale è quello di verificare il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale, definiti da Terna sulla base dei temi individuati nelle strategie per lo sviluppo sostenibile, sia europea che italiana e considerando le specificità del Piano di Terna (sviluppo della rete di trasmissione elettrica).

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

- 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 seguente tabella si riportano gli obiettivi ambientali, sia generali che specifici, suddivisi secondo le suddette tematiche.

Tematica strategica	Obiettivi generali di sostenibilità ambientale		Obiettivi specifici di sostenibilità ambientale	
<i>Sviluppo sostenibile e ambiente</i>	OA _{G1}	Promuovere l'uso sostenibile delle risorse	OA _{S1}	Favorire l'uso efficiente delle risorse non rinnovabili
	OA _{G2}	Promuovere la ricerca e l'innovazione	OA _{S2}	Favorire l'utilizzo di tecnologie per lo sviluppo sostenibile

Tematica strategica	Obiettivi generali di sostenibilità ambientale		Obiettivi specifici di sostenibilità ambientale	
	OA _{G3}	Integrare l'ambiente nello sviluppo economico e sociale	OA _{S3}	Garantire una pianificazione integrata sul territorio
<i>Biodiversità, flora e fauna</i>	OA _{G4}	Promuovere la biodiversità	OA _{S4}	Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat
			OA _{S5}	Conservare i popolamenti animali e vegetali, con particolare riferimento ai potenziali rischi per l'avifauna e all'interessamento delle comunità vegetali
			OA _{S6}	Preservare gli elementi ecologici che caratterizzano gli agroecosistemi
<i>Popolazione e salute umana</i>	OA _{G5}	Ridurre i livelli di esposizione ai CEM	OA _{S7}	Garantire la protezione della salute della popolazione dagli effetti della realizzazione di nuove opere, limitando per i potenziali recettori le emissioni elettromagnetiche
	OA _{G6}	Migliorare il livello di qualità della vita dei cittadini	OA _{S8}	Aumentare l'efficienza nel settore della trasmissione elettrica e diminuire le perdite di rete
			OA _{S9}	Assicurare l'accesso a sistemi di energia moderna per tutti
<i>Rumore</i>	OA _{G7}	Ridurre i livelli di esposizione al rumore	OA _{S10}	Limitare i fastidi per i cittadini limitando la trasmissione del rumore
			OA _{S11}	Ridurre le emissioni acustiche alla sorgente
<i>Suolo e acque</i>	OA _{G8}	Promuovere l'uso sostenibile del suolo	OA _{S12}	Preservare le caratteristiche del suolo, con particolare riferimento alla permeabilità e capacità d'uso
			OA _{S13}	Minimizzare la movimentazione di suolo sia in ambiente terrestre che marino
			OA _{S14}	Evitare interferenze con aree soggette a rischio per fenomeni di instabilità dei suoli
			OA _{S15}	Ottimizzare l'estensione della superficie occupata per gli interventi
			OA _{S16}	Limitare le interferenze con la copertura forestale
			OA _{S17}	Preservare le caratteristiche qualitative delle risorse idriche superficiali e sotterranee, con particolare riferimento a fenomeni di contaminazione
	OA _{G9}	Promuovere l'uso sostenibile delle risorse idriche	OA _{S18}	Garantire il mantenimento delle caratteristiche di distribuzione e regime delle acque superficiali e di falda
			OA _{S19}	Evitare sollecitazioni in aree a rischio idrogeologico
			OA _{S20}	Garantire la conservazione delle aree agricole nella loro integrità e compattezza, favorendone l'accorpamento e il consolidamento, limitando 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
	OA _{G10}	Tutelare e salvaguardare l'attività agricola e il paesaggio rurale		

Tematica strategica	Obiettivi generali di sostenibilità ambientale	Obiettivi specifici di sostenibilità ambientale
		OA _{s21} Garantire la continuità e l'efficienza della rete irrigua, 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 _{G11} Limitare i cambiamenti climatici	OA _{s22} Ridurre le emissioni gas serra
	OA _{G12} Garantire il raggiungimento dei livelli di qualità dell'aria	OA _{s23} Mantenere i livelli di qualità dell'aria OA _{s24} Contribuire a migliorare le condizioni di qualità degradate
<i>Beni materiali, patrimonio culturale, architettonico e archeologico, paesaggio</i>	OA _{G13} Tutelare, recuperare e valorizzare il paesaggio	OA _{s25} Garantire la conservazione degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni paesaggistici OA _{s26} Minimizzare la visibilità delle opere, con particolare riferimento ai punti di maggior fruizione OA _{s27} Garantire la migliore integrazione paesaggistica delle opere
	OA _{G14} Tutelare e valorizzare i beni culturali	OA _{s28} 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 _{s29} Salvaguardare il patrimonio culturale subacqueo
		OA _{s30} Facilitare il collegamento di impianti FRNP
		OA _{s31} Promuovere l'efficientamento energetico
<i>Energia</i>	OA _{G15} Favorire lo sfruttamento di energia pulita	

Tabella 6-3 Gli obiettivi di sostenibilità ambientale da prendere a riferimento

Nei paragrafi seguenti sono riportati gli aspetti metodologici correlati alla determinazione del monitoraggio ambientale non territoriale (§ 6.1.1) e, successivamente, quelli del monitoraggio ambientale territoriale (§ 6.1.2), specificando la correlazione degli uni e degli altri con gli obiettivi di sostenibilità ambientale sopra richiamati.

6.1.1 Il monitoraggio di sostenibilità non territoriale

Per quanto concerne il monitoraggio ambientale non territoriale, si fa riferimento agli indicatori individuati per la stima degli effetti non territoriali, denominati **Indicatori di sostenibilità (Is)** e relativi, rispettivamente, all'efficacia della rete (Is01) e all'energia liberata da fonti rinnovabili (Is02); come detto nel Rapporto Ambientale, tali indicatori sono stati definiti in modo tale da poter essere utilizzati, con le opportune differenziazioni, sia per la stima previsionale degli effetti ambientali degli interventi/azioni (fase di pianificazione), sia per la successiva verifica degli effetti ambientali derivanti dall'attuazione dei medesimi interventi/azioni (fase di monitoraggio), ovvero per valutare il conseguimento degli obiettivi assunti in fase di pianificazione.

Considerando che un obiettivo principale da soddisfare è quello inerente l'efficacia delle azioni di Piano rispetto alle linee di sviluppo del settore energetico, a tal fine è stato definito l'indicatore **Is01 - Efficacia elettrica**, che stima l'opportunità associata ad una opzione strategica, volta a rendere la gestione della rete più efficiente in termini di riduzione del rischio di energia non fornita, riduzione

delle perdite, incremento della capacità di scambio con altre nazioni, incremento della qualità del servizio elettrico.

Un altro obiettivo principale è quello di accrescere la produzione di energia da fonti rinnovabili⁷; di conseguenza, deve essere possibile stimare la presenza e il grado di opportunità di incremento della produzione da fonti rinnovabili dettata dalle scelte di Piano: per tale motivo è stato introdotto l'indicatore **Is02 - Energia liberata**.

Per entrambi i suddetti indicatori è stato predisposto un metodo di **valutazione qualitativa dell'opportunità legata all'azione di Piano**, che attribuisce a ciascun indicatore un valore secondo la seguente scala.

Grado di opportunità	Valore associato all'indicatore Is
Opportunità altamente significativa	+ +
Opportunità significativa	+
Neutra	0
Rischio	-
Rischio significativo	- -

Tabella 6-4 Scala di valori per gli indicatori di sostenibilità non territoriali

Quello che si andrà a monitorare, pertanto, è se quanto previsto in sede di pianificazione si sia effettivamente realizzato o meno. In altre parole, l'indicatore di monitoraggio ambientale non territoriale (Is) sarà relativo all'effettiva realizzazione dell'opportunità prevista o, più in generale, al progressivo conseguimento di quanto previsto in sede di pianificazione, attraverso l'avanzamento delle diverse fasi di attuazione degli interventi.

Si richiama, nella tabella seguente, la correlazione tra i due indicatori di sostenibilità non territoriale (Is) e gli obiettivi specifici di sostenibilità ambientale ad essi correlati.

Indicatori	Obiettivi di sostenibilità ambientale
Is01 Efficacia elettrica	OAs2 Favorire l'utilizzo di tecnologie per lo sviluppo sostenibile
	OAs8 Aumentare l'efficienza nel settore della trasmissione elettrica e diminuire le perdite di rete
	OAs9 Assicurare l'accesso a sistemi di energia moderna per tutti
	OAs31 Promuovere l'efficientamento energetico
Is02 Energia liberata	OAs1 Favorire l'uso efficiente delle risorse non rinnovabili
	OAs22 Ridurre le emissioni gas serra
	OAs23 Mantenere i livelli di qualità dell'aria
	OAs24 Contribuire a migliorare le condizioni di qualità degradate
	OAs30 Facilitare il collegamento di impianti FRNP

Tabella 6-5 Is_n - Obiettivi di sostenibilità ambientale correlati agli indicatori Is

⁷ 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. Attuazione D.lgs. n. 28 del 03/03/11.

6.1.2 Il monitoraggio di sostenibilità territoriale

6.1.2.1 Le aree di contesto e le aree di contributo

Il primo passo per illustrare il monitoraggio di sostenibilità territoriale è quello di definire le aree territoriali prese a riferimento.

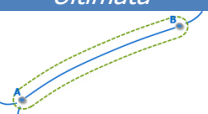
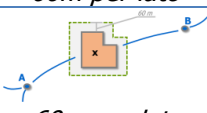
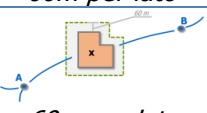
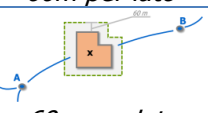
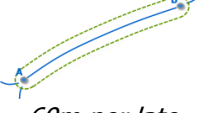
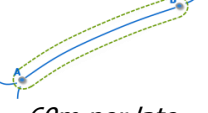
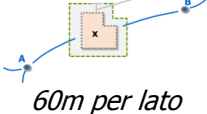
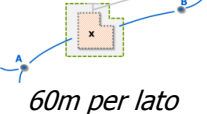
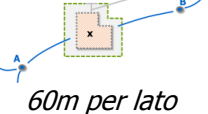
L'**area di contesto** è la porzione di territorio interessata da una sola azione di Piano e corrisponde all'area di studio nel Rapporto Ambientale: tale area viene assunta in fase di pianificazione come l'area degli effetti potenziali, ossia l'area massima in cui si potrebbero esplicare effetti territorializzabili e, pertanto, viene lasciata invariata in tutto il processo di monitoraggio.

All'interno dell'area di contesto, l'**area di contributo** rappresenta, invece, l'area interessata dalla progressiva definizione ed attuazione dell'intervento/azione e, quindi, varia in funzione delle diverse fasi di avanzamento (concertazione, autorizzazione, realizzazione).

Per la loro determinazione, che risulta essere diversa a seconda della tipologia di azione operativa considerata (funzionalizzazione, demolizione, nuova infrastrutturazione), si fa riferimento alla stessa metodologia applicata nel Rapporto ambientale (cfr. § 11.6.3.1) al fine di analizzare e stimare gli effetti ambientali potenzialmente generati dall'attuazione dei Piani.

Si precisa che per le azioni di funzionalizzazione e demolizione, che riguardano asset esistenti, l'area di contributo coincide con l'area di contesto, poiché l'area interessata dall'attuazione dell'intervento/azione risulta già definita in fase di pianificazione, in quanto coincide con l'asset esistente.

Nella seguente tabella sono schematizzate le aree di contesto e contributo per le diverse fattispecie individuate.

Azione	Contesto	Contributo			
	Pianificazione	Concertazione	Autorizzazione	Realizzazione	Ultimata
Funzionalizzazione e Opera Lineare	 60m per lato			 60m per lato	 60m per lato
Funzionalizzazione e Opera puntuale	 60m per lato			 60m per lato	 60m per lato
Demolizione Opera Lineare	 60m per lato			 60m per lato	 60m per lato
Demolizione Opera Puntuale	 60m per lato			 60m per lato	 60m per lato

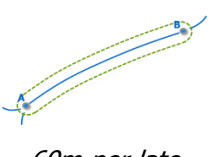
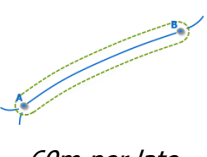
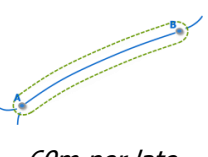
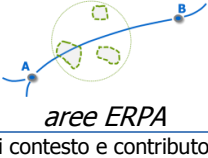
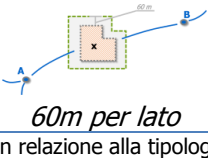
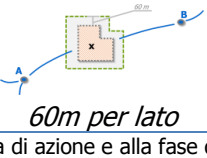
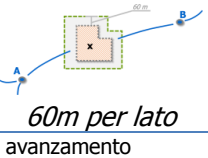
Azione	Contesto	Contributo			
	Pianificazione	Concertazione	Autorizzazione	Realizzazione	Ultimata
Nuova infrastruttura lineare	 prop. dist. A-B	 corridoi ERPA	 60m per lato	 60m per lato	 60m per lato
Nuova infrastruttura puntuale	 Area 2 o 4 km	 aree ERPA	 60m per lato	 60m per lato	 60m per lato

Tabella 6-6 Individuazione delle aree di contesto e contributo in relazione alla tipologia di azione e alla fase di avanzamento

6.1.2.2 Gli indicatori di contesto e gli indicatori di contributo

Per inquadrare il monitoraggio ambientale territoriale occorre illustrare gli indicatori di contesto (I_{CE}) e gli indicatori di contributo (I_{CR}), così come proposto dalle Indicazioni di ISPRA, che si riferiscono alle aree di contesto e alle aree di contributo illustrate nel precedente paragrafo.

In particolare:

- l'**indicatore di contesto** (I_{CE}) definisce ("fotografa") lo stato ambientale di fatto nell'area di contesto. Ad esempio, le aree SIC, ZPS, ecc. presenti nell'area di contesto (in km^2);
- l'**indicatore di contributo** (I_{CR}) fornisce il contributo allo stato ambientale dell'area di contesto, derivante dagli effetti dell'attuazione del piano. Proseguendo nell'esempio precedente, considerando l'obiettivo "Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat" e nello specifico l'obiettivo della tutela delle aree quali parchi, riserve naturali, SIC, ZPS, ecc., l'indicatore di contributo, è dato dalla superficie di tali aree (in km^2) preservata (ossia non interessata dagli interventi/azioni di piano) all'interno dell'area di contesto.

Il calcolo degli indicatori di contributo (I_{CR}) e degli indicatori di contesto (I_{CE}) permette di monitorare gli effetti che l'attuazione degli interventi/azioni di piano determina, in relazione al contesto. Gli indicatori di contesto I_{CE} permettono di "fotografare" lo stato dell'ambiente in fase di pianificazione dell'intervento/azione, mentre gli indicatori di contributo I_{CR} rappresentano la variazione dello stato dell'ambiente legata all'intervento/azione, cioè permettono di apprezzare la variazione del contesto ambientale connessa con l'intervento/azione di piano. Inoltre, forniscono un valore espresso in un'unità di misura definita (es. km^2 , n., ecc.).

Mentre gli indicatori di contesto risultano invariati, con l'avanzare delle fasi di progressiva attuazione del Piano, ciò che varia sono gli indicatori di contributo, in relazione alla progressiva definizione dell'intervento/azione di piano, attraverso le successive fasi della sua attuazione.

Nella seguente tabella sono indicati gli indicatori di contesto e di contributo individuati.

Categorie ambientali	Indicatore di contesto	Indicatore di contributo	Grandezza considerata
Aree naturali protette	ICE1	ICR1	Superficie [km ²] di aree naturali protette istituite a livello locale, nazionale e/o comunitario disciplinate da normativa sovraordinata (Parchi e riserve naturali, SIC, ZSC e ZPS)
Aree di pregio per la biodiversità	ICE2	ICR2	Superficie [km ²] di aree naturali con importante funzione ecologica istituite a livello nazionale (IBA, corridoi ecologici, zone umide)
Patrimonio forestale	ICE3	ICR3	Superfici [km ²] boschive e arbustive presenti all'interno dell'area di indagine
Patrimonio forestale in aree appartenenti alla Rete Natura 2000	ICE4	ICR4	Superfici [km ²] boschive e arbustive all'interno dei siti di interesse comunitario (SIC e ZSC)
Tutela degli ambienti naturali e seminaturali	ICE5	ICR5	S [km ²] appartenenti alle classi 3, 4, 5 del primo livello di Corine Land Cover (CLC)
Reti ecologiche	ICE6	ICR6	Insieme delle superfici [km ²] appartenenti a zone a protezione speciale (ZPS), aree importanti per gli uccelli (IBA), aree umide (Ramsar) e rotte migratorie
Aree agricole di pregio	ICE7	ICR7	Superficie [km ²] di aree DOCG e DOC
Corridoi infrastrutturali preferenziali	ICE8	ICR8	Insieme delle superfici [km ²] appartenenti a corridoi autostradali (buffer di 300 m per lato alle autostrade), corridoi elettrici (buffer di 150 m per lato alle linee elettriche AT/AAT), corridoi infrastrutturali (area di parallelismo tra ferrovia e strada statale che si protragga per almeno 3 km, ad una distanza massima di 300 m)
Aree di valore culturale e paesaggistico	ICE9	ICR9	Insieme delle superfici [km ²] delle aree ad elevato valore culturale e paesaggistico (siti UNESCO, beni culturali ex art. 10 del D.Lgs. 42/2004 e smi, aree a vincolo paesaggistico ex artt. 136 e 142 del D.Lgs. 42/2004 e smi)
Aree di riqualificazione paesaggistica	ICE10	ICR10	Superficie [km ²] delle aree di riqualificazione paesaggistica
Aree caratterizzate da elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge	ICE11	ICR11	Superficie [km ²] delle aree interessate da beni culturali e paesaggistici (BCP), inclusa la fascia di rispetto
Aree a rischio paesaggistico	ICE12	ICR12	Insieme delle superfici [km ²] a vincolo paesaggistico e che ospitano beni del patrimonio monumentale, ricadenti nelle aree a rischio paesaggistico
Aree di grande fruizione per interesse naturalistico,	ICE13	ICR13	Superficie [km ²] di aree a fruizione turistica e di notevole interesse pubblico data dall'insieme di siti UNESCO, Elenco Ufficiale Aree Protette (EUAP), aree di notevole interesse pubblico ex art.136 del D.Lgs. 42/2004 e smi, territori costieri ex

Categorie ambientali	Indicatore di contesto	Indicatore di contributo	Grandezza considerata
paesaggistico e culturale			art. 142 co.1 lett. a del D.Lgs. 42/2004 e smi, centri storici ex art. 143 D.Lgs. 42/2004 e smi
Aree con buone capacità di mascheramento	I _{CE} 14	I _{CR} 14	Superficie [km ²] delle aree al disopra di una pendenza tale da garantire buone capacità di mascheramento
Aree naturali con buone capacità di assorbimento visivo	I _{CE} 15	I _{CR} 15	Superficie [km ²] di aree che, per caratteristiche morfologiche (versanti esposti a nord), favoriscono l'assorbimento visivo delle opere
Aree abitative con buone capacità di assorbimento visivo	I _{CE} 16	I _{CR} 16	Insieme delle superfici [km ²] che, pur essendo in prossimità dei centri abitati, per caratteristiche morfologiche favoriscono l'assorbimento visivo delle opere (versanti esposti a nord)
Aree ad alta percettibilità visuale	I _{CE} 17	I _{CR} 17	Superficie [km ²] occupata dai corsi d'acqua e dalla relativa fascia
Aree a pericolosità idrogeologica	I _{CE} 18	I _{CR} 18	Insieme delle superfici [km ²] relative ad aree a pericolosità idraulica, di frana o valanga elevata e molto elevata, per le quali può essere problematico il posizionamento dei sostegni, consentendo ad ogni modo il sorvolo
Aree a rischio antropico	I _{CE} 19	I _{CR} 19	Insieme delle superfici [km ²] a rischio antropico, relative a: i siti di interesse nazionale (SIN) e aree da sottoporre a bonifica.
Aree urbanizzate	I _{CE} 20	I _{CR} 20	Superficie [km ²] edificata complessiva, che comprende l'urbanizzato continuo e quello discontinuo. Per urbanizzato continuo, secondo la definizione di Corin Land Cover, si intendono le aree dove gli edifici, la viabilità e le superfici ricoperte artificialmente occupano più dell'80% della superficie totale
Esposizione ai CEM	I _{CE} 21	I _{CR} 21	Superficie occupata dall'edificato e dalla relativa fascia di rispetto.
Promozione distanza dall'edificato	I _{CE} 22	I _{CR} 22	Aree caratterizzate da tessuto urbano continuo e discontinuo presenti nell'area di studio, in termini di proiezione della lunghezza massima sull'infrastruttura

Tabella 6-7 Indicatori di contesto e di contributo per il monitoraggio degli effetti ambientali territoriali

Si evidenzia che gli indicatori sopra esposti (I_{CE} e I_{CR}) non sono tutti calcolati per tutte le tipologie di azioni previste dai Piani, ma sono calcolati solo quelli significativi.

Per le funzionalizzazioni, difatti, sono determinati gli indicatori connessi con gli effetti: "Efficienza della rete", "Energia liberata" e "Variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini", mentre, per quanto concerne le azioni operative relative ai cavi⁸, sono determinati gli indicatori connessi con le categorie ambientali: Aree naturali protette, Aree di pregio per la biodiversità, Patrimonio forestale, Patrimonio forestale in aree appartenenti alla Rete Natura 2000, Tutela degli ambienti naturali e seminaturali, Reti ecologiche, Aree agricole di pregio, Corridoi infrastrutturali preferenziali, Aree di

⁸ Linee interrate.

valore culturale e paesaggistico, Aree caratterizzate da elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge, Aree a pericolosità idrogeologica, Aree a rischio antropico.

6.1.2.3 Gli indicatori di sostenibilità territoriali

Il calcolo degli **indicatori di sostenibilità territoriale (Ist)**, permette di monitorare il raggiungimento dei relativi obiettivi di sostenibilità ambientale. Si precisa che le categorie ambientali utilizzate ai fini di questo calcolo sono le stesse di quelle utilizzate per il calcolo degli indicatori di sostenibilità territoriale, effettuato nel Rapporto Ambientale.

Nella successiva tabella si riportano gli indicatori di sostenibilità territoriale ed i relativi obiettivi specifici di sostenibilità ambientale (cfr. Tabella 6-8).

Indicatori di sostenibilità territoriale		Obiettivi di sostenibilità ambientale	
Ist01a ⁹	Tutela delle aree naturali protette	OAs4	Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat
Ist01b	Tutela delle aree di pregio per la biodiversità		
Ist02a	Tutela del patrimonio forestale	OAs16	Limitare le interferenze con la copertura forestale
Ist02b	Tutela del patrimonio forestale in aree appartenenti alla RN2000		
Ist03	Tutela degli ambienti naturali e seminaturali	OAs4	Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat
		OAs12	Preservare le caratteristiche del suolo, con particolare riferimento alla permeabilità e capacità d'uso
		OAs13	Minimizzare la movimentazione di suolo sia in ambiente terrestre che marino
Ist04	Tutela delle reti ecologiche	OAs5	Conservare i popolamenti animali e vegetali, con particolare riferimento ai potenziali rischi per l'avifauna e all'interessamento delle comunità vegetali
Ist05	Tutela aree agricole di pregio	OAs6	Preservare gli elementi ecologici che caratterizzano gli agroecosistemi
Ist06	Promozione dei corridoi infrastrutturali preferenziali	OAs3	Garantire una pianificazione integrata sul territorio
Ist07	Tutela delle aree per i beni culturali e i beni paesaggistici	OAs25	Garantire la conservazione degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni paesaggistici
		OAs28	Garantire la conservazione dello stato dei siti e dei beni di interesse culturale, storico architettonico e archeologico,

⁹ Al fine di consentire un immediato confronto cogli indicatori Ist calcolati del Rapporto Ambientale e allo stesso tempo semplificare le modalità di calcolo (tenere agevolmente conto delle alle categorie ambientali senza passare per l'applicazione di diversi pesi), gli indicatori Ist01 e 02 sono stati suddivisi in due parti (a e b), senza modificare la numerazione.

Indicatori di sostenibilità territoriale		Obiettivi di sostenibilità ambientale	
			minimizzando le interferenze con le opere in progetto e con gli elementi di cantiere
		OAs29	Salvaguardare il patrimonio culturale subacqueo
Ist08	Tutela delle aree di riqualificazione paesaggistica	OAs25	Garantire la conservazione degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni paesaggistici
Ist09	Tutela delle aree caratterizzate da elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge	OAs28	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
		OAs29	Salvaguardare il patrimonio culturale subacqueo
Ist10	Tutela delle aree a rischio paesaggistico	OAs25	Garantire la conservazione degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni paesaggistici
Ist11	Tutela delle aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale	OAs26	Minimizzare la visibilità delle opere, con particolare riferimento ai punti di maggior fruizione
Ist12	Preferenza per le aree con buone capacità di mascheramento	OAs27	Garantire la migliore integrazione paesaggistica delle opere
Ist13	Preferenza per le aree naturali con buone capacità di assorbimento visivo	OAs27	Garantire la migliore integrazione paesaggistica delle opere
Ist14	Preferenza per le aree abitative con buone capacità di assorbimento visivo	OAs27	Garantire la migliore integrazione paesaggistica delle opere
Ist15	Tutela delle aree ad alta percettibilità visuale	OAs17	Preservare le caratteristiche qualitative delle risorse idriche superficiali e sotterranee, con particolare riferimento a fenomeni di contaminazione
		OAs18	Garantire il mantenimento delle caratteristiche di distribuzione e regime delle acque superficiali e di falda
		OAs26	Minimizzare la visibilità delle opere, con particolare riferimento ai punti di maggior fruizione
Ist16	Riduzione dell'interferenza con aree a pericolosità idrogeologica	OAs14	Evitare interferenze con aree soggette a rischio per fenomeni di instabilità dei suoli
		OAs19	Evitare sollecitazioni in aree a rischio idrogeologico
Ist17	Riduzione del rischio di interferenza con aree a rischio antropico	OAs17	Preservare le caratteristiche qualitative delle risorse idriche superficiali e sotterranee, con particolare riferimento a fenomeni di contaminazione
Ist18	Rispetto delle aree urbanizzate	OAs7	Garantire la protezione della salute della popolazione dagli effetti della realizzazione di nuove opere, limitando per i potenziali recettori le emissioni elettromagnetiche
		OAs10	Limitare i fastidi per i cittadini limitando la trasmissione del rumore
		OAs11	Ridurre le emissioni acustiche alla sorgente

Indicatori di sostenibilità territoriale		Obiettivi di sostenibilità ambientale	
Ist19	Limitazione dell'esposizione ai CEM	OAs7	Garantire la protezione della salute della popolazione dagli effetti della realizzazione di nuove opere, limitando per i potenziali recettori le emissioni elettromagnetiche
Ist20	Promozione distanza dall'edificato	OAs7	Garantire la protezione della salute della popolazione dagli effetti della realizzazione di nuove opere, limitando per i potenziali recettori le emissioni elettromagnetiche
		OAs10	Limitare i fastidi per i cittadini limitando la trasmissione del rumore
		OAs11	Ridurre le emissioni acustiche alla sorgente

Tabella 6-8 Gli indicatori di sostenibilità ambientale territoriale e gli obiettivi correlati

Il calcolo degli Ist definiti nella precedente tabella avviene quasi sempre mediante il **rapporto fra gli indicatori di contributo e di contesto**: $Ist = I_{CR} / I_{CE}$.

In taluni casi, che riguardano esclusivamente le azioni operative di funzionalizzazione, il calcolo è effettuato con riferimento all'area di contesto, anziché all'indicatore di contributo: $Ist = 1 - I_{CE} / A_{CE}$. Ciò avviene per la natura stessa delle azioni di funzionalizzazione, le quali riguardano opere già esistenti sul territorio (cfr. § 6.1.2.1). In questo caso, ciò che viene monitorato è l'eventuale variazione del contesto in cui è collocata l'opera (asset esistente), al fine di verificare se, nel corso dell'attuazione dell'intervento/azione, vi è stata una modifica delle caratteristiche dell'area.

In alcuni casi, infine, il valore dell'Ist non è fornito quantitativamente: infatti, ricordando che gli obiettivi ambientali sono distinguibili in due macro categorie:

- obiettivi di tutela (Ist01, Ist02, Ist03, Ist04, Ist05, Ist07, Ist08, Ist09, Ist10, Ist11, Ist15, Ist16, Ist17, Ist18, Ist19, Ist20),
- obiettivi di promozione (Ist06, Ist12, Ist13, Ist14),

si precisa che gli obiettivi di tutela sono monitorati come rapporto fra l'indicatore di contributo e il corrispondente indicatore di contesto, ottenendo un valore normalizzato tra 0 e 1, mentre gli obiettivi di promozione vengono monitorati valutandone il grado di raggiungimento in relazione a quanto è realisticamente possibile promuoverli attraverso la specifica azione di piano. Se si utilizzasse la stessa formula di quelli di tutela, infatti, si potrebbero ottenere degli Ist con valori relativamente bassi, pur avendo effettuato il massimo possibile.

Quanto esposto è più facilmente comprensibile attraverso un esempio applicativo. Si prenda l'obiettivo di promozione dei corridoi infrastrutturali. L'indicatore di contributo è in questo caso fornito dall'area dei corridoi infrastrutturali utilizzati, si supponga 5 km², mentre l'indicatore di contesto è fornito dall'area totale dei corridoi infrastrutturali presenti all'interno dell'area di studio, ad es. 30 km². È evidente come, facendo il rapporto tra le due grandezze, si otterrebbe un valore molto vicino allo 0 (circa 0,16 nell'esempio indicato), che identificherebbe uno scarso raggiungimento dell'obiettivo. Tuttavia, potrebbe essere che i 5 km² utilizzati siano la totalità delle superfici realisticamente utilizzabili per la realizzazione dell'intervento, perché non ne servono di più; pertanto,

in tal caso si avrebbe, in concreto, il pieno raggiungimento dell'obiettivo e non 0,16. Quindi, data la complessità delle casistiche possibili, per tali obiettivi si è scelto di non fornire una stima numerica, ma di fornire unicamente una valutazione qualitativa del livello di raggiungimento dell'obiettivo. Tale valutazione è espressa attraverso una scala di giudizi, che vanno da un giudizio di massima promozione fino alla promozione scarsa, come indicato nella tabella seguente.

Giudizio	
Promozione massima	A
Promozione elevata	B
Promozione media	C
Promozione modesta	D
Promozione scarsa	E

Tabella 6-9 Scala di giudizi attribuiti agli Ist connessi con gli obiettivi di promozione

6.1.2.4 Il confronto con i valori target

L'ultima fase del monitoraggio è tesa a verificare che l'attuazione del Piano confermi le previsioni proprie della fase di pianificazione.

A tal fine è necessario ricorrere ad un confronto, fra gli esiti del monitoraggio e quanto stimato in fase di pianificazione, che consenta di valutare il grado di raggiungimento del target (cfr. Tabella 6-10) e di definire, conseguentemente, eventuali specifiche misure correttive in caso di distanza dal target.

Grado di raggiungimento del Target	Procedure	Simbolo
Target pienamente raggiunto	Nell'avanzamento di fase sarà necessario monitorare che il valore resti sostanzialmente invariato	
Valore di monitoraggio prossimo al valore target	Nell'avanzamento di fase sarà necessario porre particolare attenzione alle evoluzioni dell'azione, al fine di ridurre/contenere la distanza dal valore target	
Valore di monitoraggio inferiore al valore target	Sono necessarie misure che possano avvicinare il valore di monitoraggio al valore target	

Tabella 6-10 Metodo di valutazione dei target

Il confronto proposto presuppone che il valore target sia stato definito in fase di pianificazione, nel Rapporto Ambientale. Nel Rapporto Ambientale relativo ai PdS 2013, 2014 e 2015, pertanto, sono stati definiti dei valori target utili allo scopo e quindi, nel corso del relativo monitoraggio, si è potuto verificare che questi siano stati riscontrati realmente. Gli esiti di questa attività sono stati illustrati nella Parte I del Rapporto di Monitoraggio VAS (trasmessa il 20/11/2017).

Diversamente, per quanto riguarda i PdS pianificati nelle annualità precedenti al 2013, oggetto del presente Rapporto di Monitoraggio VAS (Parte III), non si hanno a disposizione le informazioni nelle

modalità necessarie all'applicazione della metodologia così come oggi definita, cioè non si hanno a disposizione i valori target da confrontare con i valori ottenuti dal monitoraggio. Al fine di superare questa mancanza, si è deciso, nell'ambito della predisposizione del presente Rapporto, di fotografare la situazione attuale in modo che la stessa possa fungere da target per i monitoraggi successivi. A tal fine sono stati determinati gli indicatori di contesto sulla base della ricostruzione, a posteriori, delle aree di contesto relative agli interventi/azioni dei PdS precedenti il 2013.

Ovviamente, questa operazione è stata possibile solo mediante l'analisi delle categorie ambientali attuali, non essendo disponibile lo stato delle stesse negli anni passati, relativi alle annualità di pianificazione degli interventi/azioni oggetto del presente Rapporto. Si è ritenuto di procedere comunque in tal senso, con il preciso scopo di "fare uno zero" che potrà consentire, in futuro, di seguire (monitorare) l'evoluzione degli indicatori associati a ciascuna azione, per ciascuna fase di avanzamento, confrontandoli con i valori calcolati in questa sede (che sono quindi i primi disponibili).

6.1.2.5 Le fonti dei dati

Al fine del calcolo degli Indicatori di sostenibilità ambientale territoriali, sono state utilizzate le informazioni contenute nella Banca dati Geodatabase dei criteri ERPA nazionali (Terna 2016), integrate da ulteriori dati relativi ai siti inquinati di interesse nazionale e regionale.

Nella tabella seguente sono indicati i tematismi utilizzati per la stima di ciascun indicatore di sostenibilità territoriale:

Ist	Categoria ambientale	Dati territoriali
Ist01a	Aree naturali protette	SIC ZPS D.Lgs. 42/2004: art. 142 comma 1 lett. f) art. 142 comma 1 lett. e)
Ist01b	Aree di pregio per la biodiversità	IBA, D.Lgs. 42/2004: art. 142 comma 1 lett. i)
Ist02a	Patrimonio forestale	D.Lgs. 42/2004: art. 142 comma 1 lett. g)
Ist02b	Patrimonio forestale in aree appartenenti alla Rete Natura 2000	SIC ZPS D.Lgs. 42/2004: art. 142 comma 1 lett. g)
Ist03	Tutela degli ambienti naturali e seminaturali	D.Lgs. 42/2004: art. 142 comma 1 lett. a), b), c) art. 142 comma 1 lett. g) art. 142 comma 1 lett. i) Specchi d'acqua
Ist04	Reti ecologiche	Rete ecologica
Ist05	Aree agricole di pregio	Zone DOC Zone DOCG
Ist06	Corridoi infrastrutturali preferenziali	corridoi autostradali e stradali, corridoi elettrici

Ist	Categoria ambientale	Dati territoriali
		linee ferroviarie
Ist07	Aree di valore culturale e paesaggistico	Siti Unesco: buffer zone Siti Unesco: core zone
Ist08	Aree di riqualificazione paesaggistica	D.Lgs. 42/2004: art. 143 co 1 lett. g)
Ist09	Aree caratterizzate da elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge	D.Lgs. 42/2004: art. 142 co 1 lett. m) art.10 co.3
Ist10	Aree a rischio paesaggistico	D.Lgs. 42/2004: art. 142 co 1 lett. m) art. 136 co 1 lett. a), b), c), d)
	Aree a rischio paesaggistico	D.Lgs. 42/2004: art.10 co.3 art. 142 co 1 lett. m) art. 136 co 1 lett. a), b), c) e d)
Ist11	Aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale	Siti Unesco: buffer zone Siti Unesco: core zone D.Lgs. 42/2004: art.11 co.1 lett. c), e), i) art. 136 co 1 lett. a), b), c), d)
Ist12	Aree con buone capacità di mascheramento	Quinte morfologiche e/o vegetazionali
Ist13	Aree naturali con buone capacità di assorbimento visivo	Versanti esposti a Nord se non ricadenti in altri criteri
Ist14	Aree abitative con buone capacità di assorbimento visivo	Urbanizzato continuo e discontinuo Versanti esposti a Nord se non ricadenti in altri criteri
Ist15	Aree ad alta percettibilità visuale	Specchi d'acqua D.Lgs. 42/2004: art. 142 comma 1 lett. a), b), c)
Ist16	Aree a pericolosità idrogeologica	Rischio elevato e molto elevato di inondazione Rischio elevato e molto elevato di frane
Ist17	Aree a rischio antropico	Aree SIN e SIR
Ist18	Aree urbanizzate	Urbanizzato continuo e discontinuo
Ist19	Esposizione ai CEM	Urbanizzato continuo e discontinuo
Ist20	Promozione distanza dall'edificato	Urbanizzato continuo e discontinuo

Tabella 6-11 Dati territoriali per la determinazione degli Ist

6.1.2.6 La scheda tipo dei risultati

Al fine di rendere più chiari i risultati dell'applicazione del monitoraggio ambientale PdS specifico, sono state predisposte delle schede relative ai singoli interventi in cui si riportano, oltre le informazioni identificative, i valori degli indicatori di sostenibilità (Is) e quelli di sostenibilità territoriale (Ist). Si precisa che gli indicatori di sostenibilità non territoriale (Is), per loro natura, sono calcolabili per l'intervento nel suo complesso, mentre quelli di sostenibilità territoriale (Ist) sono stimati per ciascuna azione di cui si compone l'intervento.

Di seguito è riportato il format/modello di scheda.

Intervento	XX-X XXXXXXXX			
Anno di pianificazione	20xx			
Azioni	<i>codice</i>	<i>Denominazione</i>	<i>Regioni</i>	<i>Province</i>
	XXX-P_1	XXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXX	XXXXXXX
	XXX-P_2			
	XXX-P_XX			
Indicatori di sostenibilità non territoriale				
Is01	Efficacia elettrica			
Is02	Energia liberata			

Azione	XXX-P_1	XXXXXXX				
Tipologia azione	Tipologia opera		Stato avanzamento	Dimensioni opera		
Nuova infrastrutturazione		Stazione	In pianificazione	Lunghezza [km]	XXX,XX	
Funzionalizzazione	✓	Elettrodotto aereo	In concertazione	✓	Area [km²]	
Demolizione		Elettrodotto in cavo	✓	In autorizzazione		
		Elettrodotto marino	In realizzazione			
			Ultimata			
Indicatori di sostenibilità territoriale						
Cod.	Denominazione	I _{CE}		I _{CR}		I _{st}
Ist01		I _{CE1}	X,XX	I _{CR1}	X,XX	X,XX
a	Tutela delle aree appartenenti alla Rete Natura 2000					
Ist01		I _{CE2}		I _{CR2}		
b	Tutela delle aree di pregio per la biodiversità					
Ist02		I _{CE3}		I _{CR3}		
a	Tutela del patrimonio forestale					
Ist02	Tutela del patrimonio forestale in aree appartenenti	I _{CE4}		I _{CR4}		
b	alla Rete Natura 2000					
Ist03	Tutela degli ambienti naturali e seminaturali	I _{CE5}		I _{CR5}		
Ist04	Tutela delle reti ecologiche	I _{CE6}		I _{CR6}		
Ist05	Tutela aree agricole di pregio	I _{CE7}		I _{CR7}		
Ist06	Promozione dei corridoi infrastrutturali preferenziali	I _{CE8}		I _{CR8}		
Ist07	Tutela delle aree per i beni culturali e i beni paesaggistici	I _{CE9}		I _{CR9}		
Ist08	Tutela delle aree di riqualificazione paesaggistica	I _{CE10}		I _{CR10}		
Ist09	Tutela delle aree caratterizzate da elementi culturali e paesaggistici tutelati per legge	I _{CE11}		I _{CR11}		
Ist10	Tutela delle aree a rischio paesaggistico	I _{CE12}		I _{CR12}		
Ist11	Tutela delle aree di grande fruizione per interesse naturalistico, paesaggistico e culturale	I _{CE13}		I _{CR14}		
Ist12	Preferenza per le aree con buone capacità di mascheramento	I _{CE14}		I _{CR15}		
Ist13	Preferenza per le aree naturali con buone capacità di assorbimento visivo	I _{CE15}		I _{CR16}		
Ist14	Preferenza per le aree abitative con buone capacità di assorbimento visivo	I _{CE16}		I _{CR17}		
Ist15	Tutela delle aree ad alta percettibilità visuale	I _{CE17}		I _{CR18}		

Azione	XXX-P_1	XXXXXXX
Ist16 Riduzione dell'interferenza con aree a pericolosità idrogeologica	ICE18	ICR19
Ist17 Riduzione del rischio di interferenza con aree a rischio antropico	ICE19	ICR20
Ist18 Rispetto delle aree urbanizzate	ICE20	ICR21
Ist19 Limitazione dell'esposizione ai CEM	ICE21	ICR22
Ist20 Promozione distanza dall'edificato	ICE22	ICR23

Tabella 6-12 Scheda tipo per il monitoraggio ambientale PdS specifico

Nell'Allegato 1 del presente Rapporto di Monitoraggio VAS (Parte III) sono riportate le schede, compilate per ognuno degli interventi monitorati.

6.2 I risultati ottenuti

Per il riscontro dei risultati puntuali del monitoraggio ambientale PdS specifico, si rimanda all'allegato I; in questa sede si vogliono riportare le considerazioni di carattere generale, sui vari PdS monitorati, che è possibile trarre dalla lettura dei risultati ottenuti attraverso il calcolo degli indicatori di sostenibilità ambientale.

Per quanto concerne la stima qualitativa degli **Indicatori di sostenibilità ambientale non territoriali (Is)**, si rimanda all'Allegato I, nel quale sono riportati i valori relativi a ciascun intervento monitorato.

In questa sede si riporta una lettura dei valori medi calcolati per ogni PdS (cfr. Figura 6-1).

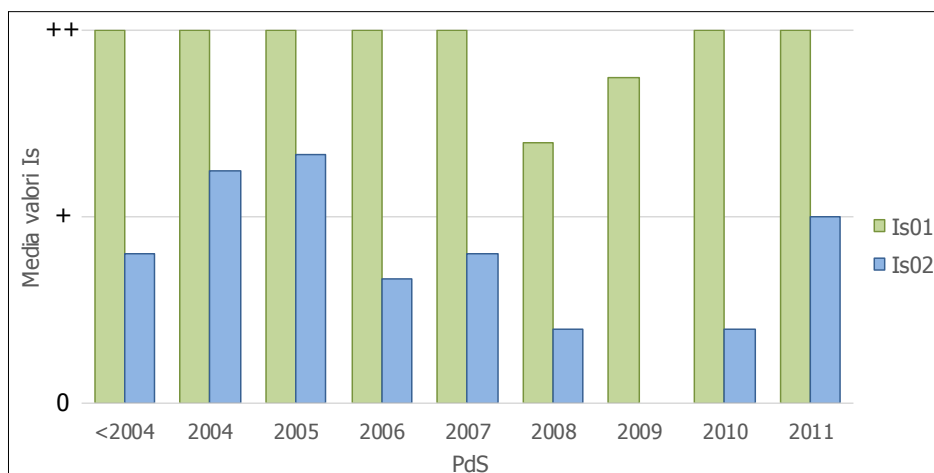


Figura 6-1 Valori medi degli Is stimati per PdS

Ricordando che agli Is è associata una stima qualitativa dell'opportunità legata all'azione di Piano (cfr. Tabella 6-4), dall'analisi dei valori medi dell'indicatore **Is01 - Efficacia elettrica** risulta che, quasi tutti i PdS considerati, sono caratterizzati da un grado massimo (++): tale risultato indica che per queste annualità è stato pienamente raggiunto l'obiettivo di massimizzare l'efficacia delle azioni rispetto alle linee di sviluppo del settore energetico; l'indicatore, infatti, rappresenta un'opportunità

altamente significativa, volta a rendere la gestione della rete più efficiente, in termini di riduzione del rischio di energia non fornita, riduzione delle perdite, incremento della capacità di scambio con altre nazioni, incremento della qualità del servizio elettrico.

L'indicatore **Is02 - Energia Liberata**, volto a stimare la presenza e il grado di opportunità di incremento della produzione da fonti rinnovabili, dettata dalle scelte di Piano, presenta valori variabili nei differenti PdS considerati; si evidenzia, comunque, come l'Is02 presenti sempre valori di opportunità significativa (> 0).

Per quanto concerne gli **indicatori di sostenibilità ambientale territoriali (Ist)**, ricordando che il relativo calcolo fornisce valori adimensionali compresi nell'intervallo 0 – 1 (cfr. par. 6.1.3), dove l'indicatore assume valore 0 quando nell'area di contesto considerata l'intervento/azione previsto determina il massimo dell'interessamento (di aree di pregio), mentre valore 1 quando l'interessamento è nullo, si rileva che per le azioni di **nuova infrastrutturazione** che, come si ricorda, prevedono l'interessamento di nuovo territorio, la quasi totalità degli Ist (circa il 97%) presenta valori elevati, superiori allo 0,7, dimostrando un elevato soddisfacimento dell'obiettivo di sostenibilità ambientale, specifico per l'indicatore considerato.

Le uniche eccezioni per le quali i valori non risultano elevati, si riscontrano in alcuni casi di stima del solo indicatore Ist20 - Promozione distanza dall'edificato (circa l'8% di tutte le azioni per le quali è stato calcolato). Le ragioni di tale risultato sono facilmente comprensibili andando ad esaminare le caratteristiche delle azioni interessate da questi valori: la quasi totalità delle azioni, infatti, si riferisce alla realizzazione di nuove stazioni elettriche: si comprende allora che, se da un lato l'indicatore ha lo scopo di determinare quanto l'infrastruttura ricada nelle vicinanze di aree urbanizzate, dall'altro lato risulta evidente come la necessità/esigenza di una nuova stazione elettrica, da cui assorbire energia, si possa riscontrare proprio in prossimità di centri urbani.

Si precisa, inoltre, che solo 10 azioni di nuova infrastrutturazione (su un totale di 88) presentano un valore dell'indicatore Ist20 relativamente basso. In particolare, si richiama l'intervento 6-P Razionalizzazione rete 220 e 132 kV della provincia di Torino, nel quale rientrano circa il 50% delle azioni con bassi valori di Ist20; risulta dunque evidente che, data la zona nel quale è stata riscontrata l'esigenza elettrica da dover soddisfare, le azioni previste (realizzazione di stazioni elettriche e raccordi a stazioni esistenti) andranno verosimilmente a collocarsi nelle vicinanze di aree urbane e, in particolare, della città di Torino.

Per quanto concerne le azioni di **funzionalizzazione**, si ricorda in primo luogo che tali azioni, non comportando incremento della consistenza della rete, ma solo una modifica/sostituzione di alcuni componenti esistenti, non determinano interessamento di nuovo territorio; si evidenzia, inoltre, che per le funzionalizzazioni gli Ist stimati sono quelli afferenti gli effetti territorializzabili significativi, legati alla variazione delle condizioni di qualità della vita dei cittadini (cfr. par. 6.1 struttura e

metodologia). Stante tale premessa, dal calcolo degli Ist è emerso che circa il 70% di essi presenta valori considerati elevati, ovvero rivela una tendenza al pieno raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale.

Così come effettuato per le nuove infrastrutturazioni, andando ad analizzare la tipologia di azione di funzionalizzazione interessata da valori degli Ist (Ist18, Ist19 e Ist20) relativamente bassi, emerge che, anche in questo caso, la maggior parte delle azioni si riferisce a stazioni elettriche, peraltro già esistenti sul territorio: valgono, quindi, le medesime considerazioni fatte per le nuove stazioni elettriche.

Si riporta di seguito, in forma grafica, la sintesi dei risultati ottenuti dal calcolo degli Ist per ciascun PdS. I valori riportati rappresentano il valore medio stimato degli Ist, considerando tutte le tipologie di interventi/azioni previsti nei PdS.

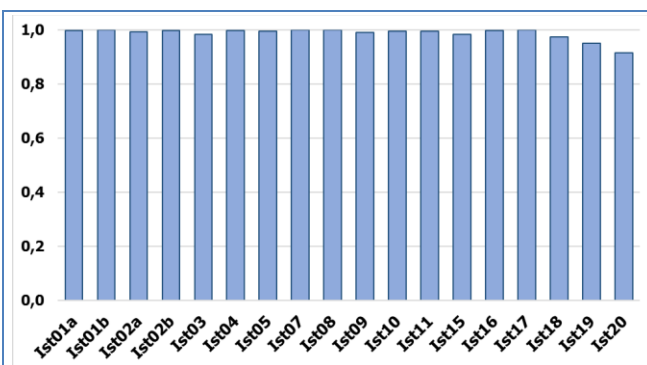


Figura 6-2 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS <2004

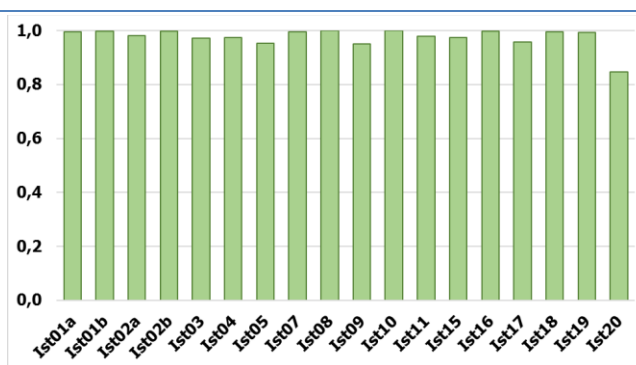


Figura 6-3 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS 2004

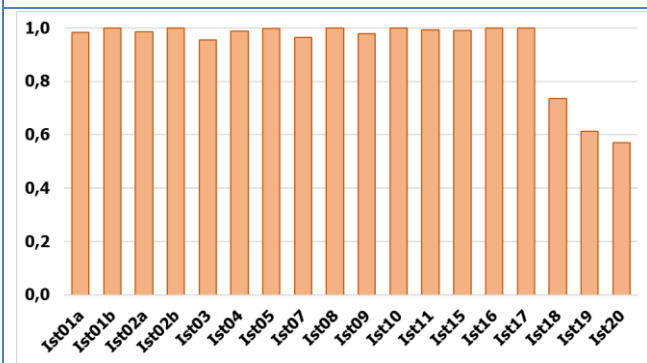


Figura 6-4 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS 2005

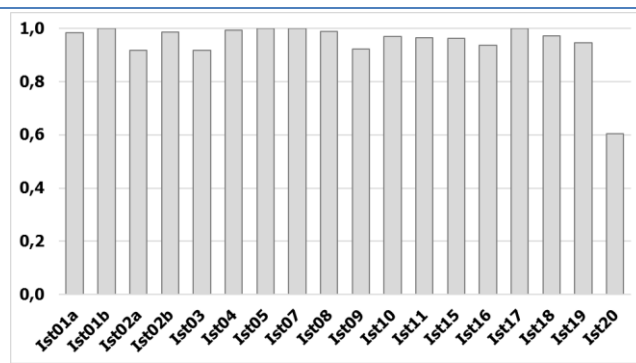


Figura 6-5 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS 2006

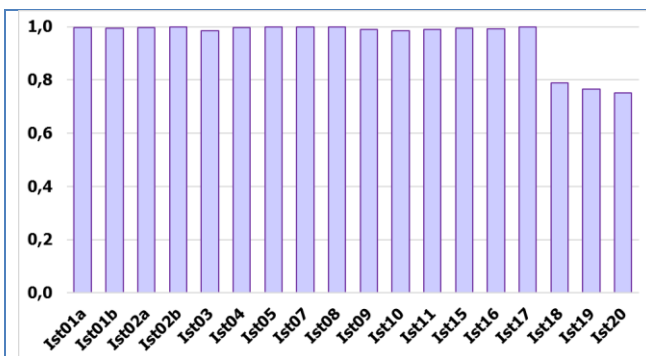


Figura 6-6 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS 2007

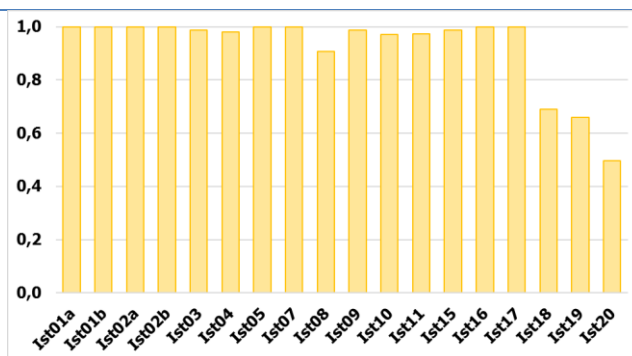


Figura 6-7 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS 2008

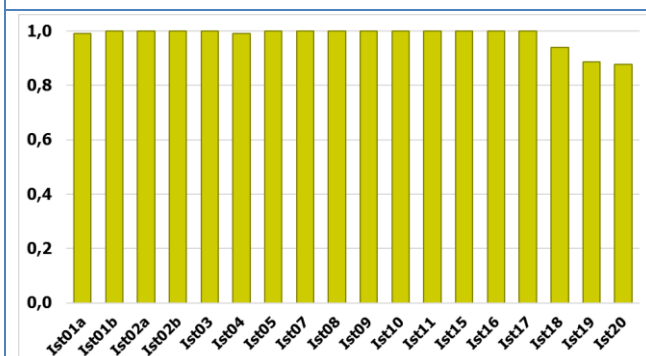


Figura 6-8 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS 2009

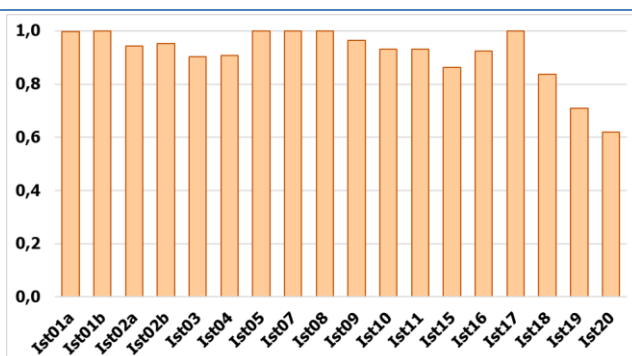


Figura 6-9 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS 2010

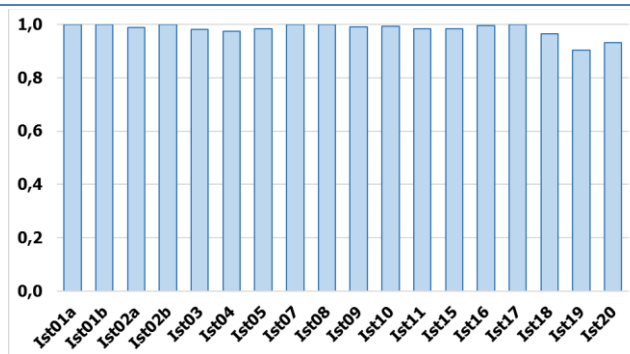


Figura 6-10 Media dei valori degli Ist stimati per il PdS 2011

Come illustrato nella metodologia per il monitoraggio di sostenibilità ambientale territoriale (cfr. par. 6.1.2.3), per alcuni degli Ist (assenti nei grafici sopra riportati) non è stata attribuita una formula, ma si è proceduto ad una stima qualitativa del livello di raggiungimento degli obiettivi prefissati che, si ricorda, appartengono alla categoria degli obiettivi di "promozione" (cfr. Tabella 6-8). Tali Ist sono:

- Ist06 - Promozione dei corridoi infrastrutturali preferenziali,
- 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.

Rimandando alle schede specifiche dei singoli interventi/azioni (cfr. Allegato I), per la lettura puntuale dei risultati ottenuti dalla stima qualitativa dei suddetti indicatori, in questa sede si è proceduto ad una loro lettura di carattere generale.

Da tale lettura è emerso che l'Ist06 presenta, in media, un giudizio di elevata promozione dei corridoi infrastrutturali già esistenti, ovvero le azioni monitorate insistono in aree caratterizzate dalla presenza di corridoi elettrici, autostradali, stradali o ferroviari. Ciò conferma che Terna, nel definire gli interventi atti a soddisfare le esigenze del territorio, tende a preferire le aree già infrastrutturate, limitando le potenziali interferenze connesse con il nuovo consumo di suolo.

Gli altri tre Ist, oggetto del giudizio qualitativo, afferiscono tutti alla stessa tematica, ovvero la preferenza per aree con buona capacità di mascheramento/assorbimento visivo. Tali indicatori presentano un livello di giudizio che va dalla promozione media, alla promozione scarsa: ciò è dovuto al fatto che, in linea di massima, le infrastrutture (sia da realizzare, che già presenti sul territorio) sono collocate in aree caratterizzate dalla scarsa presenza di vegetazione e, come già evidenziato, in prossimità di aree urbane. In particolare, l'indicatore Ist14, che tiene conto dei centri urbanizzati posti in aree il cui mascheramento è garantito dall'esposizione a nord, presenta un giudizio medio di promozione scarsa: risulta, infatti, che la maggior parte dei centri urbani coinvolti dagli interventi/azioni monitorati, è collocata in aree pianeggianti e quindi senza alcuna esposizione.

7 CONCLUSIONI: LE INDICAZIONI PER I PIANI SUCCESSIVI

7.1 Il monitoraggio di avanzamento

Per quanto concerne l'evoluzione nel tempo dell'attuazione dei PdS (monitoraggio di avanzamento), si richiama quanto già definito nelle Parti I e II del presente Rapporto di monitoraggio VAS, ovvero i risultati del monitoraggio dell'attuazione dei PdS delle annualità 2013, 2014 e 2015 (Parte I) e quelli dei PdS antecedenti il 2013 (Parte II) considerando, in entrambi i casi, l'avanzamento al 31 dicembre 2016.

Di seguito si riporta una tabella di sintesi, nella quale è indicato quanto pianificato nei PdS e la fase in cui si trovano le relative azioni, al 31/12/2016.

PdS	Azioni pianificate	Stato al 31/12/2016				Concluse
		In pianificazione	In concertazione	In autorizzazione	In realizzazione	
<2004	36	13	1	12	5	5
2004	19	3	1	9	3	3
2005	31	6	0	10	3	13
2006	34	5	1	7	1	20
2007	38	9	0	8	8	13
2008	36	6	0	13	5	12
2009	19	11	0	2	4	2
2010	36	12	3	8	2	11
2011	14	5	0	5	2	2
2012 ¹⁰	0	0	0	0	0	0
2013	20	14	0	1	3	2
2014	10	6	0	0	1	3
2015	0	0	0	0	0	0
Totale	294	90	6	75	37	86

Tabella 7-1 Tabella di sintesi delle azioni pianificate nei PdS al 31/12/2016

Dalla tabella precedente si evince come, al 31/12/2016, le azioni in fase di pianificazione (pari a 90) corrispondano a circa un terzo del totale delle azioni pianificate (pari a 294); anche le azioni concluse (pari a 86) corrispondono a circa un terzo del totale. Le restanti azioni si trovano in fase di autorizzazione (75), di realizzazione (37) e in concertazione (6) e sono pari, rispettivamente, al 25%, al 13% e al 2% del totale delle azioni pianificate.

Tali percentuali sono rappresentative dello stato di avanzamento dell'insieme di tutte le azioni previste, ovvero sono state ricavate considerando globalmente le azioni pianificate in tutti i PdS oggetto di monitoraggio.

¹⁰ Si ricorda che gli interventi sono stati individuati in riferimento a quanto contenuto nella Delibera 627/2016/R/EEL dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI, oggi ARERA-Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), del 4 novembre 2016, ovvero sono stati considerati tutti quegli interventi che prevedono un costo di investimento stimato pari o superiore a 25 milioni di euro. Il PdS 2012 ha previsto unicamente interventi caratterizzati da costi di investimento inferiori a tale cifra.

Di seguito si riporta una breve analisi dello stato di avanzamento delle azioni specifiche per **ciascun PdS**, dalla quale si evince come, in alcuni casi, sia maggiore la percentuale di azioni ancora in fase di pianificazione, mentre in altri la maggior parte delle azioni previste siano state ultimate, oppure si trovino in fase di autorizzazione. Per tutti i PdS risultano sempre relativamente poche, od assenti, le azioni in fase di concertazione.

Per quanto concerne le azioni previste dai PdS <2004 (pari ad un totale di 36 azioni), il 36% risulta essere ancora in fase di pianificazione, mentre le azioni in fase di autorizzazione corrispondono al 33%. Sia le azioni in realizzazione che quelle concluse corrispondono, rispettivamente, al 14%.

Per il PdS relativo all'annualità 2004, nel quale sono previste 19 azioni, la maggior parte di esse (47%) si trova in fase di autorizzazione. Sia le azioni in pianificazione, in realizzazione, che concluse, rappresentano rispettivamente il 16% del totale delle azioni previste dal Piano.

Dell'insieme delle azioni previste dal PdS 2005 (pari ad un totale di 32 azioni) ben il 41% risulta essere ultimato, mentre il 37% è in fase di autorizzazione; meno del 20% delle azioni si trova ancora in fase di pianificazione, mentre il 9% è in realizzazione.

Anche per quanto concerne il PdS 2006, nel quale sono previste 34 azioni, la maggior parte di esse (circa il 60%) risultano essere ultimate. Il 21% si trova in fase di autorizzazione e il 15% in fase di pianificazione.

Anche dall'analisi delle azioni previste nel PdS 2007 (pari ad un totale di 38) la maggior parte delle azioni (34%) sono concluse. Le azioni in fase di pianificazione corrispondono al 24%, mentre quelle in autorizzazione e in realizzazione corrispondono rispettivamente al 21%.

Differente quadro dello stato di avanzamento azioni risulta essere quello delle azioni pianificate nel PdS 2008: del totale delle azioni previste, pari a 36, la percentuale maggiore (36%) è in fase di autorizzazione, il 33% è composto da azioni ultimate, il 17% da quelle ancora in pianificazione ed il 14% da quelle in realizzazione.

Per quanto concerne il PdS 2009, le azioni ancora in fase di pianificazione risultano essere circa il 60% del totale (pari a 19). Il 21% corrisponde ad azioni in fase di realizzazione, mentre sia le azioni in autorizzazione che quelle concluse sono rispettivamente pari all'11% del totale.

Anche per le azioni previste dal PdS 2010 (pari a 14), la maggior parte si trova ancora in fase di pianificazione (33%), seguita dall'insieme delle azioni ultimate, pari al 31%; il 22% è composto da azioni in autorizzazione. Il PdS 2010 presenta la maggiore percentuale relativa di azioni in concertazione, pari all'8% del totale delle azioni pianificate nell'annualità. Le azioni in realizzazione corrispondono solo al 6%.

Dalla lettura dei risultati relativi al PdS 2011, sia le azioni in fase di pianificazione che quelle in autorizzazione corrispondono, rispettivamente, al 36% dell'insieme delle azioni pianificate nella specifica annualità (pari a 14). Sia le azioni in realizzazione che quelle concluse sono pari al 14%.

Si evidenzia che, per quanto concerne le azioni pianificate nei PdS 2013-14-15, ricordando che al 31/12/2016 i tre PdS non erano ancora stati approvati, le azioni considerate nell'avanzamento (come si vedrà nei paragrafi successivi) sono solo quelle di funzionalizzazione. Tale tipologia di azioni, infatti, non richiede alcuna autorizzazione¹¹, in quanto consiste in 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. (DL 29 agosto 2003, n. 239, art. 1-sexies, co.4-quinquies).

Anche per questa ragione Terna, in fase di pianificazione predilige, laddove possibile, soddisfare le esigenze elettriche mediante azioni di funzionalizzazione, piuttosto che di nuova infrastrutturazione, perché comportano un lasso temporale decisamente inferiore per entrare in esercizio e quindi per risolvere le esigenze stesse.

Stante tali considerazioni, e ricordando che nel PdS 2015 non sono previste azioni di tipo operativo, la maggior parte delle azioni relative ai PdS 2013 e 2014 risulta essere ancora in fase di pianificazione pari, rispettivamente, al 70% e al 60% dell'insieme delle azioni di ciascun Piano.

Di seguito si riporta il grafico rappresentativo dello stato di avanzamento, al 31/12/2016, delle azioni pianificate nell'insieme di **tutti i PdS**.

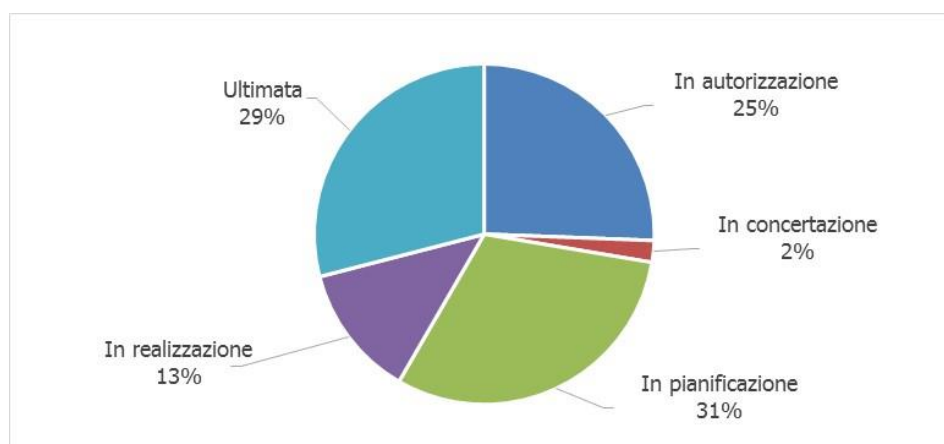


Figura 7-1 Stato al 31/12/2016 delle azioni pianificate nei PdS

Come accennato sopra, nell'analisi effettuata per ciascun PdS, anche dall'analisi complessiva dell'insieme di tutti i PdS oggetto del presente monitoraggio, emerge che le azioni risultano essere presenti, al 31/12/2016, principalmente in tre fasi, ed in esse quasi equamente suddivise: fase di pianificazione (31%), di autorizzazione (25%) e ultimate (29%). Le restanti azioni si trovano in fase di realizzazione (13%) e in minima parte in concertazione (2%).

¹¹ Qualora risultassero casi in cui fosse presente la fase di autorizzazione anche per azioni di funzionalizzazione, saranno comunque oggetto di monitoraggio di avanzamento.

In particolare, l'elevata percentuale di interventi/azioni che si trovano in fase di pianificazione può essere spiegata con riferimento al concetto di opere "in valutazione", introdotto nel PdS 2013: "... Non si può infine escludere che alcune priorità di intervento possano essere soggette a revisione o sostanziale modifica in relazione a variazioni di scenario ad oggi non prevedibili o alla verifica delle condizioni di reale fattibilità." (cfr. PdS 2013, cap. 6) e ulteriormente articolato nel PdS 2014: "Nel presente paragrafo sono elencate le principali opere di sviluppo già previste/approvate in piani precedenti, che Terna ha ritenuto di porre in valutazione. In particolare, la selezione delle opere in valutazione è stata effettuata sulla base dei seguenti elementi: **Incertezza relativa alla fattibilità delle opere nell'orizzonte di piano:** evidenza di un elevato grado di incertezza delle fasi di condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa, dei tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle amministrazioni preposte e di tutte le attività che precedono l'avvio della realizzazione dell'opera; tali incertezze sono incompatibili con la definizione delle condizioni di reale fattibilità nell'orizzonte temporale di Piano; **Variazione degli scenari:** mutamento delle previsioni di generazione, domanda e scambi con l'estero nell'orizzonte di Piano, che comporta la necessità di riesaminare le criticità/esigenze di sviluppo precedentemente individuate; **Incertezza delle condizioni al contorno:** alto grado di incertezza delle principali variabili prese a riferimento al momento della pianificazione dell'opera (modifica esigenze connessione, dismissione centrali esistenti, modifica condizioni contrattuali di dispacciamento unità produttive, chiusura utenze industriali, ecc.); **Nuove soluzioni tecnologiche:** opportunità offerte dallo sviluppo delle tecnologie, che in alcuni casi consentono di potenziare la rete esistente, massimizzandone l'efficienza. Per le opere in valutazione non si prevede al momento l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno che consenta di superare le attuali incertezze riprogrammando le opere in argomento nei prossimi Piani di Sviluppo." (cfr. PdS 2014, § 6.2).

Per quanto concerne gli **indicatori di avanzamento (I_{AV})** complessivo, stimati nelle suddette parti I e II del Rapporto di monitoraggio VAS, di seguito si riporta la tabella riepilogativa dei valori di tali indicatori, calcolata sull'insieme di tutti i PdS considerati, al 31/12/2016.

I _{AVn}		Risultato	
I _{AV1}	$\frac{\text{N}^\circ \text{Azioni in Fase di Concertazione 31/12/2016}}{\text{N}^\circ \text{Azioni in Fase di Pianificazione 01/01/2016}}$	0,20	Un quinto delle azioni è passato, nel corso dell'anno 2016, dalla fase di pianificazione a quella di concertazione
I _{AV2}	$\frac{\text{N}^\circ \text{Azioni in Fase di autorizzazione 31/12/2016}}{\text{N}^\circ \text{Azioni in Fase di concertazione 01/01/2016}}$	0,55	Poco più della metà delle azioni che all'inizio del 2016 erano in fase di concertazione, a fine anno sono passate alla fase successiva (autorizzazione)
I _{AV3}	$\frac{\text{N}^\circ \text{Azioni in Fase di realizzazione 31/12/2016}}{\text{N}^\circ \text{Azioni in Fase di autorizzazione 01/01/2016}}$	0,10	Una piccola porzione delle azioni in fase di autorizzazione al primo gennaio 2016, nel corso del medesimo anno hanno iniziato la fase di realizzazione

I _{Avn}		Risultato
I _{Av4}	$\frac{\text{N}^\circ \text{Azioni Concluse } 31/12/2016}{\text{N}^\circ \text{Azioni in Fase di realizzazione } 01/01/2016}$	0,31
		Circa un terzo delle azioni in fase di realizzazione all'inizio del 2016, sono state concluse nel corso del medesimo anno

Tabella 7-2 Sintesi dei risultati per gli indicatori I_{Avn}

Dall'esame della tabella si evince che la fase di autorizzazione si presenta come una delle più lunghe nel processo di progressiva attuazione degli interventi/azioni di Piano (cfr. I_{Av3}), mentre per la fase di realizzazione i tempi possono risultare decisamente più rapidi (cfr. I_{Av4}).

Nella tabella seguente sono indicati i risultati ottenuti dal monitoraggio di avanzamento PdS specifico, con l'indicazione dei valori stimati per gli indicatori di avanzamento I_{Av}, relativi ai singoli PdS in esame.

Indicatori avanzamento PdS Specifico	PdS											
	<2004	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
I _{Av1}	0,14	0,5	0,00	1,00	0,00	0,00	0,25	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00
I _{Av2}	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00
I _{Av3}	0,10	0,00	0,05	0,00	0,11	0,11	0,00	0,07	0,22	0,00	0,20	0,30
I _{Av4}	0,33	0,00	1,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,67	0,67	0,00	0,00	1,00

Tabella 7-3 Risultati monitoraggio di avanzamento PdS specifico: indicatori I_{Av}¹²

Dalla lettura delle precedenti tabelle si evince che nel corso del 2016 il passaggio di fase che ha avuto un esito migliore (I_{Av2}) è quello relativo agli interventi/azioni che, dalla fase di concertazione, sono passati a quella di autorizzazione (oltre la metà), mentre quello che ha fornito minori risultati (I_{Av3}) riguarda gli interventi/azioni in autorizzazione, dei quali solo il 10% ha concluso l'iter autorizzativo ed è passato alla fase di realizzazione. Quest'ultimo risultato è verosimilmente spiegabile con la considerazione che **l'autorizzazione di un progetto costituisce la fase temporalmente più lunga** e la sua durata è tanto maggiore, quanto più il progetto è complesso.

7.2 Il monitoraggio di processo

Al fine di fornire un quadro completo del monitoraggio di processo, nella tabella seguente sono riportati i risultati degli **indicatori di processo (IP)**, stimati considerando l'insieme dei PdS monitorati al 31/12/2016.

Per quanto riguarda le azioni pianificate nei PdS 2013-14-15, sono stati considerati i valori stimati nella Parte I del presente Rapporto di monitoraggio VAS, mentre per le azioni dei PdS precedenti al 2013 si è fatto riferimento a quanto calcolato al par. 3.2.

¹² Si ricorda che nel PdS 2015 non sono previste azioni di tipo operativo

Azioni	Indicatori di Processo		
Funzionalizzazioni	IP _F	km di rete funzionalizzata	441,2
	IP _F	n. stazioni funzionalizzate	14
Demolizioni	IP _D	km di rete demoliti	0
	IP _D	n. stazioni demolite	0
Nuove infrastrutturazioni	IP _N	km di rete realizzati	171,3
	IP _N	n. stazioni realizzate	10

Tabella 7-4 Indicatori di processo IP per le azioni pianificate nei PdS 2013, 2014 e 2015 e ante 2013

Dall'analisi della precedente tabella emerge come, complessivamente, le funzionalizzazioni prevalgano nettamente sulle nuove realizzazioni: infatti i km di rete funzionalizzati sono più del doppio di quelli realizzati. Da tale analisi risulta quindi evidente una notevole riduzione del consumo di territorio, legata alla scelta pianificatoria di Terna che privilegia la tipologia delle azioni di funzionalizzazione, che valorizzano gli asset esistenti, rispetto all'ipotesi (tipologia) alternativa che prevede di realizzare nuove infrastrutture di rete.

7.3 Il monitoraggio ambientale

7.3.1 Gli indicatori ambientali complessivi

Come già illustrato (cfr. par. 4.1), gli indicatori ambientali complessivi sono stati introdotti, nel monitoraggio VAS, al fine di analizzare complessivamente gli effetti dovuti all'implementazione degli interventi sulla RTN.

Rimandando l'analisi dei contenuti dei singoli risultati allo specifico paragrafo (cfr. par. 4.2), in questa sede si vuole porre l'attenzione su una analisi qualitativa dei risultati ottenuti: dalla loro lettura, infatti, è possibile evincere come Terna abbia implementato, nel corso degli anni, le proprie performance anche dal punto di vista ambientale, attraverso una sempre maggiore integrazione degli obiettivi ambientali nel proprio processo di pianificazione.

Come esempio, infatti, si ricorda che il mutamento del contesto energetico, caratterizzato dai nuovi obiettivi climatici derivanti dalla sottoscrizione degli accordi di Parigi, nonché il mutato contesto regolatorio previsto dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), 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, all'attualità, i driver per la valorizzazione del contesto ambientale, che guidano la pianificazione di Terna per lo sviluppo sostenibile della RTN.

Per quanto concerne il tema della **de-carbonizzazione**, in particolare, Terna ha aggiornato i suoi obiettivi in base a quanto indicato dall'Accordo di Parigi¹³, che 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".

Nel corso degli anni, gli indicatori dei risultati attesi (indicatori ambientali complessivi) calcolati in ogni annualità del Piano di Sviluppo della RTN, si sono adeguati al sistema elettrico.

Dal 2004 al 2012, infatti, il sistema elettrico è mutato profondamente. In particolare la generazione, prima quasi totalmente fornita da grossi impianti termoelettrici, ha lasciato il posto alla **generazione distribuita**, costituita da impianti a fonte rinnovabile, favorita dal sistema di incentivazione.

Ne consegue che solo dal PdS 2006 l'indicatore "Rimozione dei vincoli di produzione da fonti rinnovabili" (Ic02) è stato preso in considerazione, così come la "Riduzione dell'energia non fornita" (Ic03) è stata calcolata non prima dell'annualità del 2009.

Quanto detto sopra racchiude in sé lo scopo della valutazione dei risultati attesi, che si traduce nella previsione dei **benefici** di tutti gli interventi programmati, aggregati a livello di cluster.

La scelta di ogni cluster (ad esempio, i tre indicatori attuali EENS, LOLE e LOLP) rispecchia le esigenze del sistema elettrico nell'anno della stesura del PdS. In particolare, l'analisi dell'adeguatezza del sistema elettrico è l'obiettivo generale dell'indagine dei risultati attesi: fino al 2009, tale analisi si basava sul calcolo del margine di riserva di potenza installata per la copertura del carico poiché, in quegli anni, la necessità del sistema era avere a disposizione un maggior numero di centrali per far fronte alla crescita del carico. Col mutamento del mix di generazione in Italia, l'analisi di adeguatezza è stata condotta non solo in termini di produzione installata, ma considerando anche la rete elettrica ed è da qui che nascono i concetti di **EENS** (Expected Energy Not Served), **LOLE** (Loss of Load Expectation) e **LOLP** (Loss of Load Probability).

L'evoluzione del metodo di analisi delle emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01), ha inoltre portato a valutare il risparmio in tonnellate all'anno di CO₂, dovuto non solo alla diminuzione delle perdite di rete, ma anche all'aumento di efficienza del parco termoelettrico, grazie allo sottogiriamento di impianti di nuova generazione, mediante gli interventi sulla rete previsti dai vari PdS.

Infine, in merito al tema del "**consumo di suolo**" (così come indicato dal MiBACT) è stato effettuato il calcolo ed il confronto tra le aree inerenti, rispettivamente, la demolizione e la costruzione di elettrodotti della RTN. In particolare, le due grandezze sono state stimate per l'intero territorio nazionale, nel periodo 2013÷2016; dai calcoli effettuati (cfr. par. 4.2.2) è emerso che la totalità delle

¹³ Firmato il 12 dicembre 2015, in conclusione della Conference of Parties 21 (COP21) tra 196 parti (195 Stati più l'Unione Europea).

aree interessate da demolizioni (81.609 m²) rappresenta circa il 40% di quelle oggetto di nuove realizzazioni (204.670 m²), a testimonianza dell'attenzione e dell'impegno concreto che Terna pone, nel pianificare lo sviluppo della rete, anche al tema della restituzione di territorio.

7.3.2 Il perseguimento degli obiettivi

La valutazione *ex ante* dell'efficacia di un intervento di sviluppo, che è alla base dell'analisi costi-benefici (ACB) operata da Terna in fase di pianificazione, è difficilmente paragonabile ad un'analisi *ex post* dello stesso intervento a valle della sua entrata in esercizio, in quanto - in quest'ultimo caso - la misurazione degli effetti è influenzata dalla modifica degli scenari nel corso degli anni che intercorrono, tra la pianificazione dell'intervento e la sua entrata in esercizio (mediamente 8-10 anni) e da una molteplicità di fattori esogeni.

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, risulta necessario che i risultati di una trattazione di questo tipo (monitoraggio *ex post* del perseguimento degli obiettivi) siano arricchiti da un'analisi di più ampi contenuti, che consenta di comprendere l'effettivo significato del valore numerico fornito il quale, da solo, risulterebbe scarsamente significativo o addirittura fuorviante, proprio perché risente non solo dell'entrata in esercizio dell'intervento, ma anche, se non soprattutto, degli effetti di numerosi altri fattori.

7.3.3 Gli indicatori ambientali PdS specifici

Per quanto concerne i risultati complessivi, ottenuti dall'applicazione del monitoraggio ambientale PdS specifico, nella tabella seguente si riporta il valore medio degli Ist per ciascun PdS, nonché il valore medio ottenuto considerando tutti i PdS oggetto di monitoraggio. Si rammenta che per i PdS relativi al 2013, 2014 e 2015 (cfr. Parte I del RM), le azioni per le quali è stato possibile determinare gli indicatori di sostenibilità territoriale sono le sole azioni di funzionalizzazione, di conseguenza i soli indicatori valorizzabili sono gli Ist18, Ist19 e Ist20.

PdS	Ist 01a	Ist 01b	Ist 02a	Ist 02b	Ist 03	Ist 04	Ist 05	Ist 07	Ist 08	Ist 09	Ist 10	Ist 11	Ist 15	Ist 16	Ist 17	Ist 18	Ist 19	Ist 20
<2004	1,00	1,00	0,99	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	0,97	0,95	0,92
2004	1,00	1,00	0,98	1,00	0,97	0,97	0,95	1,00	1,00	0,95	1,00	0,98	0,97	1,00	0,96	1,00	0,99	0,85
2005	0,98	1,00	0,99	1,00	0,95	0,99	1,00	0,96	1,00	0,98	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	0,74	0,61	0,57
2006	0,98	1,00	0,92	0,99	0,92	0,99	1,00	1,00	0,99	0,92	0,97	0,97	0,96	0,94	1,00	0,97	0,95	0,61
2007	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	0,79	0,77	0,75
2008	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	1,00	1,00	0,91	0,99	0,97	0,97	0,99	1,00	1,00	0,69	0,66	0,50
2009	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	0,89	0,88
2010	1,00	1,00	0,94	0,95	0,90	0,91	1,00	1,00	1,00	0,96	0,93	0,93	0,86	0,92	1,00	0,84	0,71	0,62
2011	1,00	1,00	0,99	1,00	0,98	0,98	0,99	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,97	0,90	0,93
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,97	0,97	0,98

2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,95	0,90	0,92
Media	0,99	1,00	0,98	0,99	0,97	0,98	0,99	1,00	0,99	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	1,00	0,89	0,85	0,77	

Tabella 7-5 Valori medi degli Ist per ciascun PdS

Di seguito un grafico relativo ai valori medi degli Ist, riportati nell'ultima riga della precedente tabella.

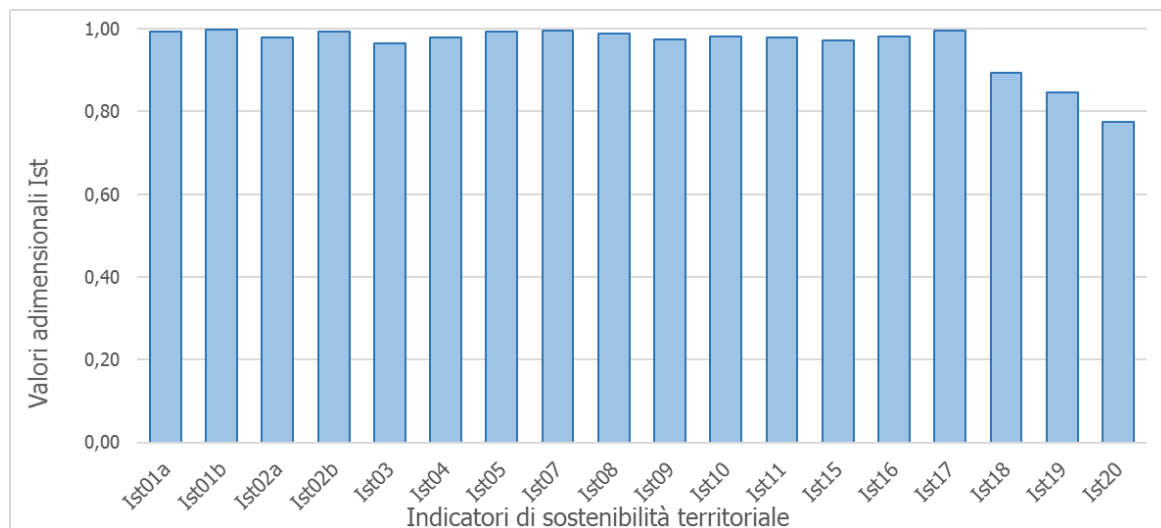


Figura 7-2 Valori medi degli Ist considerando tutti i PdS

Dal grafico precedente si evince come, anche considerando gli indicatori calcolati per i PdS 2013, 2014 e 2015, i risultati siano in linea con quanto emerso dall'analisi degli Ist per i PdS precedenti al 2013 (cfr. par. 6.2): vale a dire, la quasi totalità degli Ist presenta un valore medio elevato, quasi sempre prossimo ad 1 (pieno raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale); unica eccezione è quella relativa agli indicatori legati all'eventuale prossimità dell'opera a centri urbani, i quali presentano valori relativamente più bassi, ma comunque accettabili, in quanto mai inferiori allo 0,7.