

MONITORAGGIO AMBIENTALE DI VAS

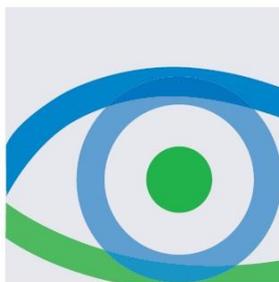
**dei Piani di Sviluppo della Rete
di Trasmissione Nazionale**

relativo all'attuazione dei PdS 2018, 2019, 2020
e precedenti al 2018

Allegato II- Il monitoraggio ambientale:
gli indicatori ambientali complessivi

Il presente Allegato II al Rapporto di Monitoraggio VAS, 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 dei Piani di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale" a cura di:

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



Indice

1	GLI INDICATORI DI SOSTENIBILITÀ COMPLESSIVI	4
2	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2003	5
3	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2004	5
4	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2005	6
5	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2006	7
6	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2007	8
7	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2008	9
8	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2009	11
9	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2010	13
10	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2011	15
11	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2012	18
12	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2013	20
13	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2014	23
14	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2015	25
15	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2016	28
16	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2017	30
17	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2018	32
18	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2019	35
19	CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2020	37

1 GLI INDICATORI DI SOSTENIBILITÀ COMPLESSIVI

Coerentemente a quanto definito per il monitoraggio di avanzamento, anche il monitoraggio ambientale può essere distinto in relazione ad un sistema complessivo (dato dall'attuazione dei diversi piani) e ad un sistema relativo agli interventi/azioni pianificati nelle singole annualità e, in tal senso, definibile come PdS specifico.

Nel presente allegato si intendono illustrare gli Indicatori di sostenibilità complessivi (Ic) che 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 1-1).

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: <ul style="list-style-type: none"> • 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 1-1 Indicatori di sostenibilità complessivi

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

Dal 2004 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.

2 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.

3 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 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 (Ic02)

In Tabella 4-1 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 4-1 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 2006.

5 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2006

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

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 5-1 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 5-1 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.

6 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 (Ic02)

In Tabella 6-1 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 6-1 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 2008.

7 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2008

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

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 7-1 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 7-1 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.

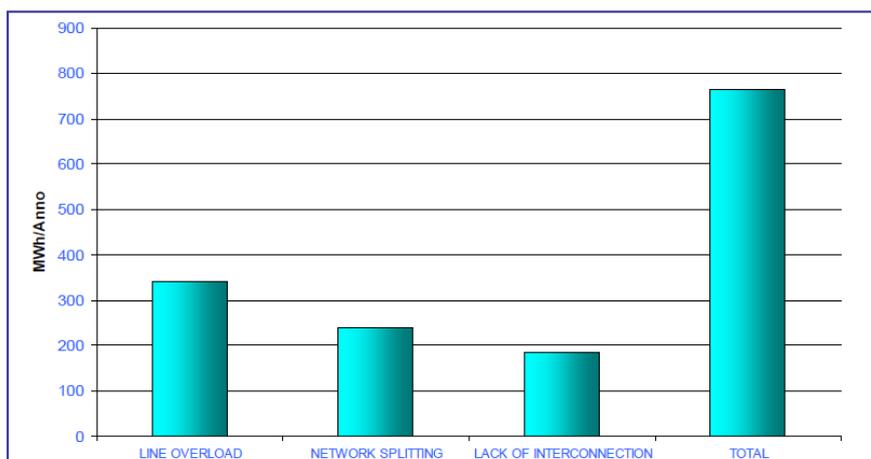


Figura 7-1 Riduzione ENF scenario base/ottimale, suddivisa per cause [MWh/anno]

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 7-1).

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 7-2 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 7-2 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.

8 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2009

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

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 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 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 equivalente¹, corrispondono a un'energia di circa 8.000 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 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 (Ic02)

In Tabella 8-1 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-Tuscano- 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 8-1 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 2010.

¹ Valore ricavato su dati GSE

9 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 9-1 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 ²
	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 9-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

Nella Figura 9-1 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 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,

² In aggiunta ai benefici correlati al SA.PE.I.

limitando sia la probabilità che l'entità di eventuali disalimentazioni del carico; anche la durata delle stesse risulta molto ridotta.

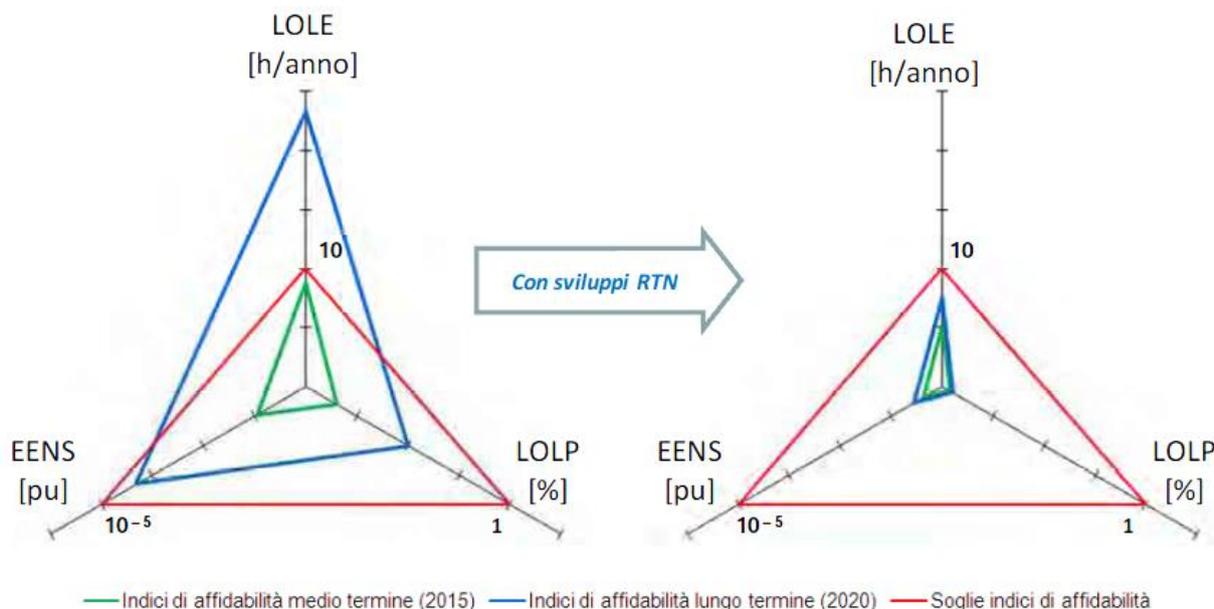


Figura 9-1 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

10 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2011

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo considerati nel PdS 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 10-1 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 ³
	Nuovo elettrodotto 380 kV "Aliano – Montecorvino"	900
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700

³ In aggiunta ai benefici correlati al SA.PE.I.

Categoria	Intervento	Capacità liberata da FER [MW]
	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 10-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

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

Nella Figura 10-1 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 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.

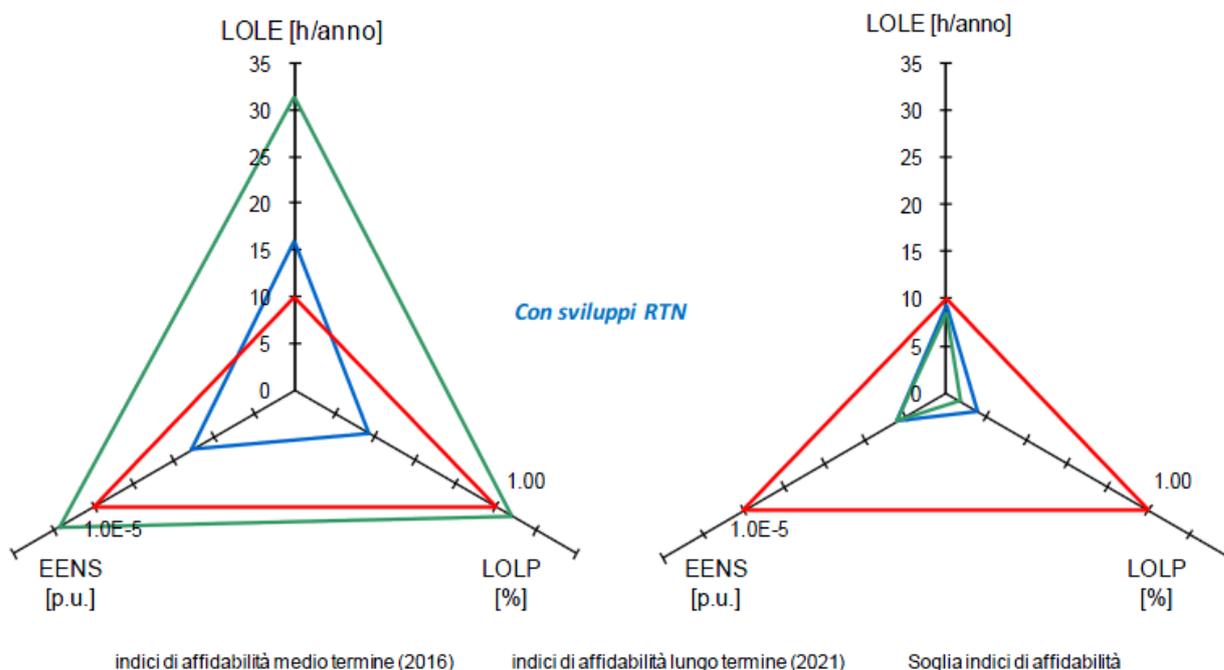


Figura 10-1 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

11 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2012

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS 2013 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 6.200.000 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 5.900 [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 di 6,5 milioni di tonnellate all'anno.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

In Tabella 10-1 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 11-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

Nella Figura 10-1 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 2013, che descrivono il comportamento del sistema al 2017 al 2022 e, 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.

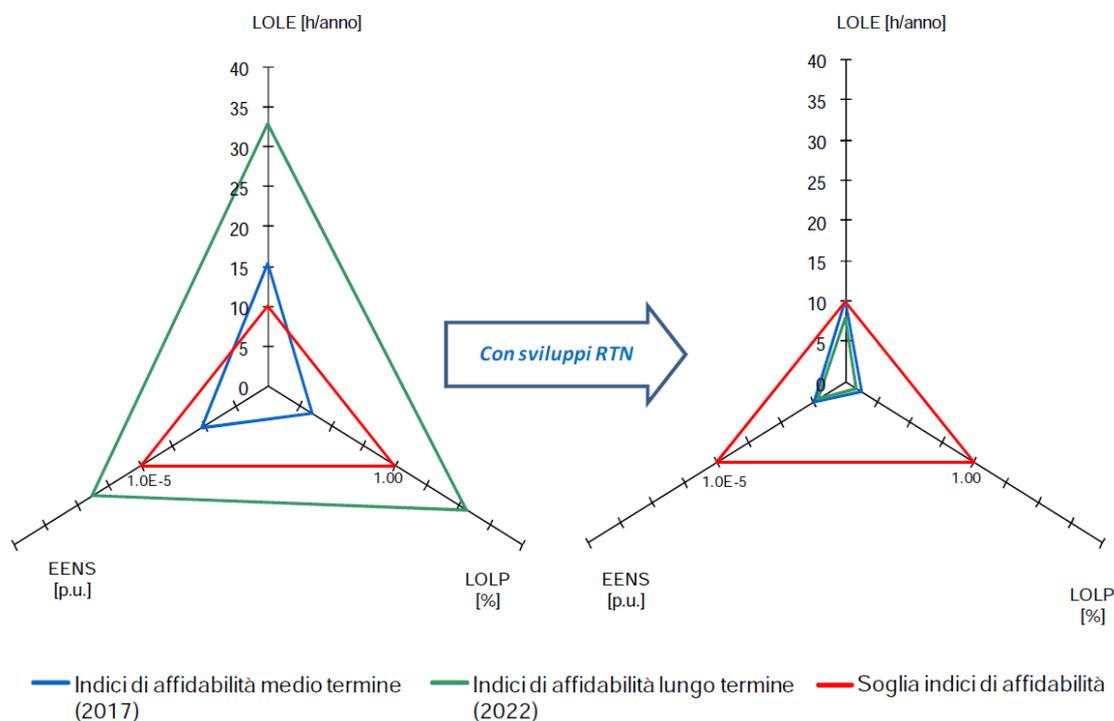


Figura 11-1 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

12 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2013

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.200 GWh/anno. 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, oscillante 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 da simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. 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 e vincoli per l'esercizio in sicurezza del sistema (riserva terziaria). La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni, l'una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni

interzonali determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 6.200.000 [tCO₂/anno].

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

Considerando che successivamente tale energia sostituirebbe quella generata dal solo mix produttivo termoelettrico, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ pari a circa 5.900 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è pari a poco più di 6,5 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 12,5 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (I_cO₂)

In Tabella 12-1 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	Interventi	Capacità liberata da FER (MW)
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	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	Interventi	Capacità liberata da FER (MW)
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	1.100

Tabella 12-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (I_c03)

Nella Figura 12-1 è riportato l'andamento di tre indici (EENS: Expected Energy Not Supplied, LOLE: Loss of Load Expectancy, LOLP: Loss of Load Probability) che descrivono il comportamento del sistema al 2016 al 2021 in termini di affidabilità ed adeguatezza, in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

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

In particolare, si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti, mostrando 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. Tali risultati risultano confermati anche negli scenari che considerano l'impatto della possibile dismissione di impianti di generazione convenzionale esistenti negli orizzonti considerati.

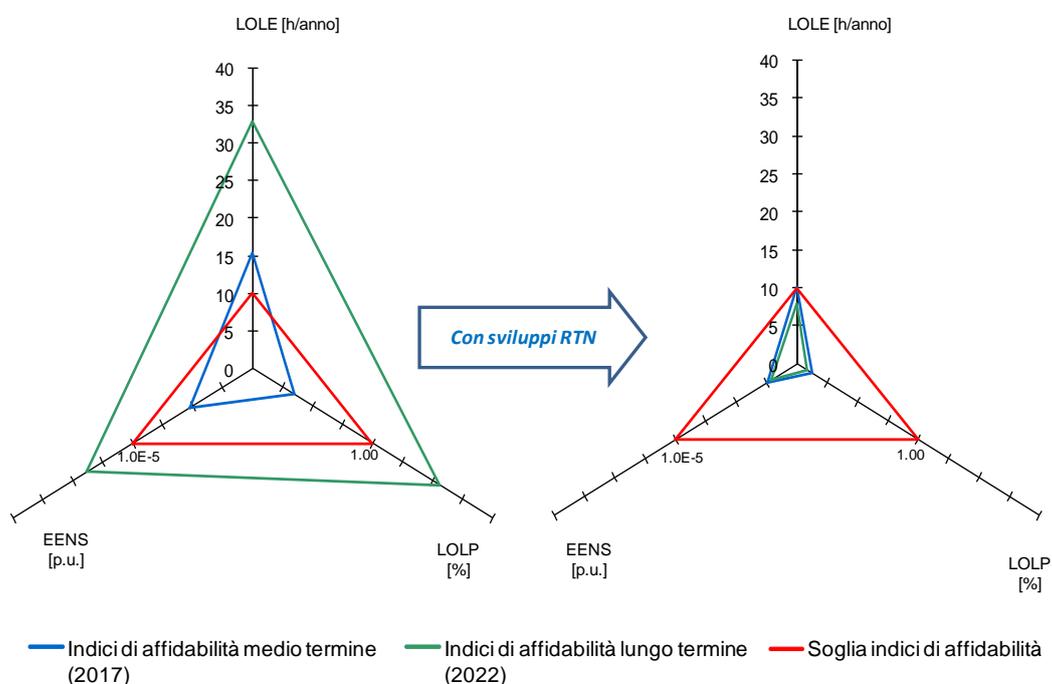


Figura 12-1 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

13 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2014

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.100 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, oscillante tra 400.000 e 500.000[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 da simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. 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. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni, l'una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonalì determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 5.500.000 [tCO₂/anno].

Le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT su cui si inserisce direttamente la produzione e rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP. Il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte rinnovabile per circa 6.000 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica corrispondono a un'energia di circa 13.800 GWh.

Considerando che successivamente tale energia sostituirebbe quella generata dal solo mix produttivo termoelettrico, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ pari a circa 7.800 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è pari a poco più di 5,9 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 13,5 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

In Tabella 13-1 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	Interventi	Capacità liberata da FER (MW)
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 380 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	550
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700
	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia Benevento II"	500
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino N –Benevento II"	650
	Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	350
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	1.000
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.150
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	1.100

Tabella 13-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

Nella Figura 13-1 è riportato l'andamento di tre indici (EENS: Expected Energy Not Supplied, LOLE: Loss of Load Expectancy, LOLP: Loss of Load Probability) che descrivono il comportamento del sistema al 2018 al 2023 in termini di affidabilità ed adeguatezza, in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

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

In particolare, si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti, mostrando 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.

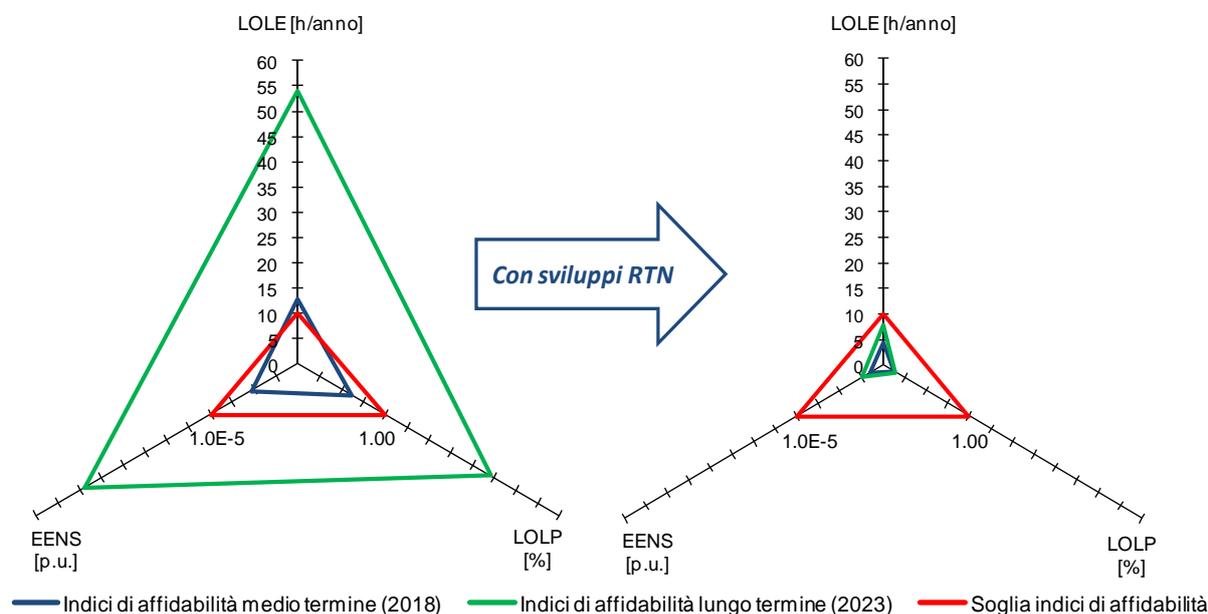


Figura 13-1 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

14 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2015

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.100 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, oscillante tra 400.000 e 500.000[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 da simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. 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. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni, l'una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonali determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 8.000.000 [tCO₂/anno].

Le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT e AAT funzionali alla riduzione dei vincoli di produzione da FRNP. Il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte rinnovabile per circa 5.500 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica, corrispondono a un'energia di circa 12.650 GWh.

Considerando che successivamente tale energia sostituirebbe quella generata dal solo mix produttivo termoelettrico, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ pari a circa 7.000 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è pari a poco più di 8,5 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 15,5 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (I_c02)

In Tabella 14-1 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	Interventi	Codice intervento	Capacità liberata da FER (MW)
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 380 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	302-P 432-P (ex 914-N)	550
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	402-P	700
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino N –Benevento II"	506-P	6 50
	Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P	350
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	509-P 525-P	1.000
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	501-P 619-P 604-P 602-P 603-P	1.150

Categoria	Interventi	Codice intervento	Capacità liberata da FER (MW)
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	510-P 414-P 505-P 519-P	1.100

Tabella 14-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

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

Nella Figura 14-1 è riportato l'andamento di tre indici (EENS: Expected Energy Not Supplied, LOLE: Loss of Load Expectancy, LOLP: Loss of Load Probability) che descrivono il comportamento del sistema al 2019 al 2024 in termini di affidabilità ed adeguatezza, in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

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

In particolare, si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti, mostrando 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.

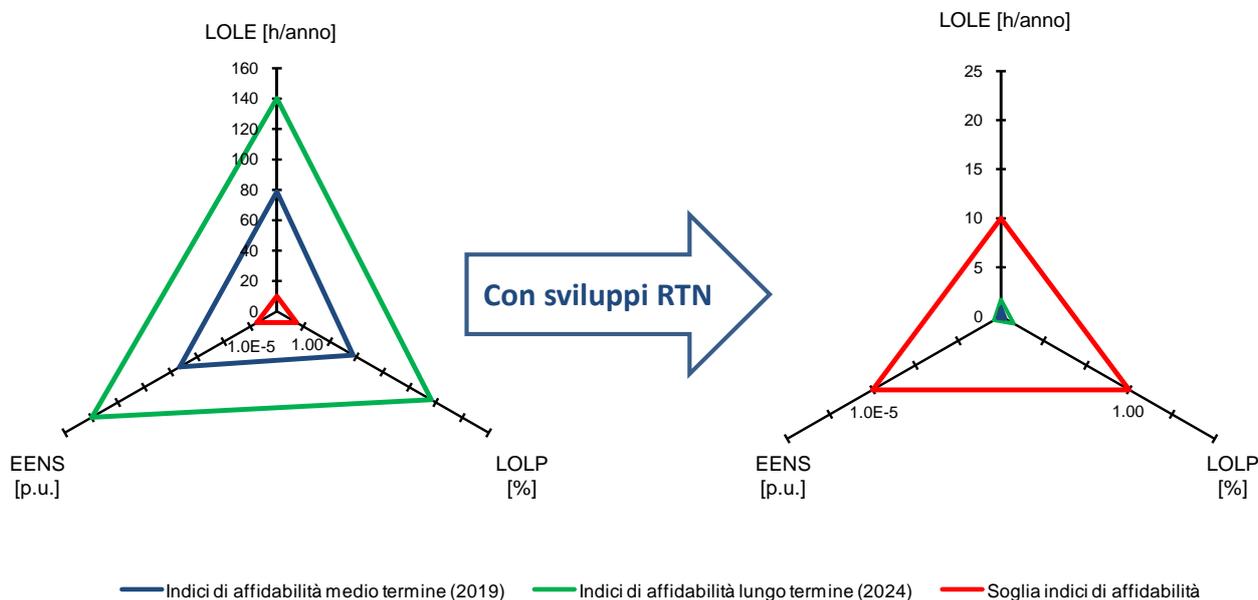


Figura 14-1 Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

15 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2016

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS 2017, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 830 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, oscillante 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 da simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. 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. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare, si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni, l'una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonalì determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 7.246.757 [tCO₂/anno].

Le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT e AAT funzionali alla riduzione dei vincoli di produzione da FRNP. È stato stimato che il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte rinnovabile per circa 4.350 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica, corrispondono a un'energia di circa 10.000 GWh.

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è di circa 7,7 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a poco più di 13 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non facile previsione).

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

In Tabella 15-1 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo, relativi al PdS 2017, 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	Interventi	Codice intervento
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 380 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	302-P 432-P (ex 914-N)
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	402-P
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino N –Benevento II"	506-P
	Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	509-P 525-P
	Interventi di Potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)

Tabella 15-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

Nella Figura 15-1 è riportato l'impatto che gli interventi di sviluppo della rete elettrica primaria hanno in termini di affidabilità ed adeguatezza sia nel medio che nel lungo termine nei diversi Scenari previsionali disponibili al momento del calcolo (Vision V1 e V3). In particolare, si evidenzia come tutti gli indicatori di adeguatezza (ENS: Energy Not Supplied, LOLE: Loss of Load Expectancy ; LOLP: Loss of Load Probability) si riducano sensibilmente per effetto degli interventi di sviluppo proposti, limitando sia la probabilità e l'entità di eventuali disalimentazione del carico che la durata delle stesse.

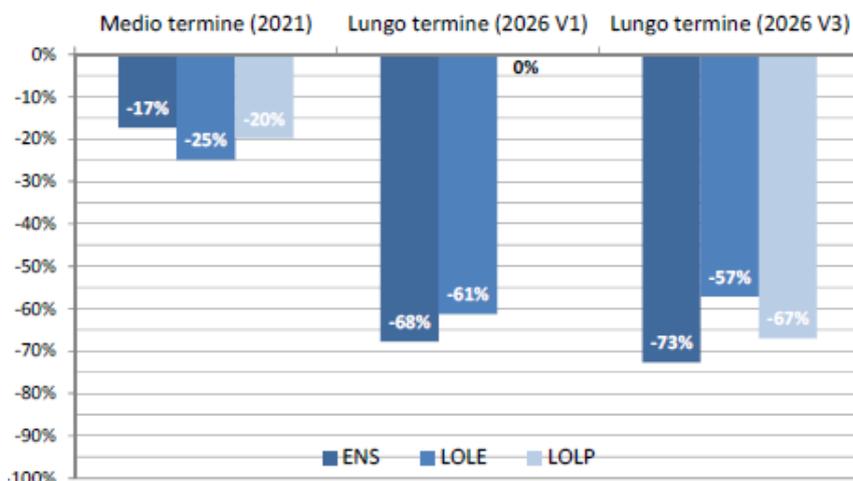


Figura 15-1 Riduzione degli indici affidabilistici legata agli interventi di sviluppo

16 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2017

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_{c01})

L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS 2018, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1600 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, pari a circa 90000 [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 da simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. 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. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare, si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni, l'una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonalie determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti.

Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 8.530.000 [tCO₂/anno].

Le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione

degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT e AAT funzionali alla riduzione dei vincoli di produzione da FRNP.

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è di circa 9,4 milioni di tonnellate all'anno

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

La generazione da fonti rinnovabili in Italia si è sviluppata in modo considerevole nel corso degli ultimi anni. Nel 2017 l'aumento della capacità produttiva da impianti eolici e fotovoltaici ha visto un incremento di circa 0,6 GW .

Uno dei principali obiettivi della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV - normalmente preposta alla connessione degli impianti da fonti rinnovabili - ricorrendo, ove possibile, alla interconnessione con la rete a 400 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione e per trasferire il surplus di energia. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 400/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno.

In Tabella 16-1 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da fonte rinnovabile.

Categoria	Interventi	Codice intervento
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 380 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	302-P 432-P (ex 914-N)
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	402-P
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino N –Benevento II"	506-P
	Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	509-P 525-P
Interventi di Potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	510-P 414-P 505-P 519-P

Tabella 16-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Riduzione dell'energia non fornita (Ic03)

Nella Figura 16-1 sono riportate le variazioni dei tre indici che descrivono il comportamento del sistema ENS (Energy Not Supplied), LOLE (Loss Of Load Expectation) e LOLP (Loss Of Load

Probability) rispettivamente definiti come Energia non fornita attesa, numero di ore in cui vi è rischio di disalimentare il carico e la relativa probabilità.

Il Piano di Sviluppo di Terna contribuisce in modo rilevante alla riduzione del rischio di disalimentazione. Infatti, analizzando il grafico si può osservare che gli interventi di sviluppo hanno un impatto benefico sull'affidabilità del sistema elettrico. Tale beneficio è quantificabile in un miglioramento pari a circa l'80% degli indici affidabilistici in tutti gli scenari analizzati caratterizzati da differente trend di crescita del fabbisogno e di penetrazione di generazione rinnovabile.

In particolare, si evidenzia come tutti gli indicatori di adeguatezza (ENS, LOLE, LOLP) migliorino sensibilmente per effetto degli interventi di sviluppo proposti, limitando sia la probabilità e l'entità di eventuali disalimentazioni del carico sia la durata delle stesse.

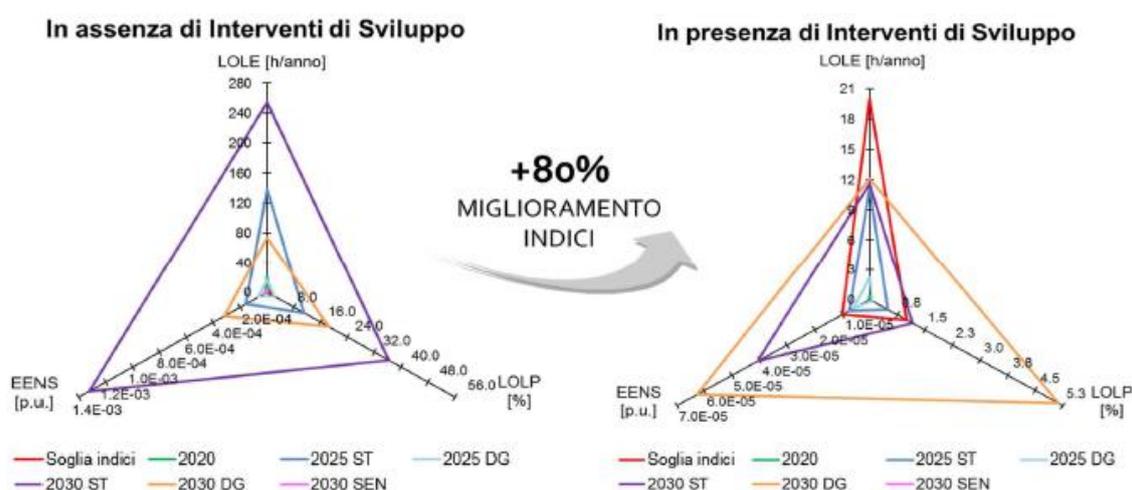


Figura 16-1 Impatto degli interventi di sviluppo rete sugli indici LOLE, ENS e LOLP

17 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2018

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

L'entrata in esercizio dei principali progetti di sviluppo previsti nel Piano di Sviluppo 2019 comporterà una diminuzione delle perdite di energia sulla rete, ovvero un migliore sfruttamento delle risorse di generazione mediante lo spostamento di quote di produzione da impianti con rendimenti più bassi ma necessari per il rispetto dei vincoli di rete verso impianti più efficienti alimentati da fonti energetiche con minore intensità emissiva.

La riduzione delle perdite sulla rete di trasmissione determina una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ connesse alla produzione da fonte termoelettrica. L'entrata in esercizio dei

principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sino a 280.569 tCO₂/anno.

Al contempo, l'analisi sull'aumento dell'efficienza nell'operatività delle centrali termoelettriche, conseguente ai principali ulteriori sviluppi della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), si basa sui risultati ottenuti dalle simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. Queste simulazioni considerano diversi vincoli tecnici, tra cui il bilancio energetico del sistema, i limiti caratteristici delle unità di generazione e i vincoli di scambio tra le aree di mercato. La modellazione della rete consente di simulare scenari che rappresentano diversi stati di avanzamento nell'attuazione dei progetti di sviluppo della rete. In particolare, si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni: una con maggiori limiti di scambio determinati dai progetti pianificati e un'altra con i limiti di scambio attuali. L'analisi dimostra che la riduzione delle congestioni intrazonali comporterà la sostituzione di impianti meno efficienti con quelli più efficienti in termini di produzione.

Questo cambiamento, unitamente agli interventi di collegamento con reti estere, porterà a una diminuzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 6.340.000 tonnellate all'anno.

Le analisi condotte per individuare i progetti di potenziamento della capacità di trasmissione della RTN hanno identificato i vincoli presenti nella rete previsa legati alla produzione delle centrali eoliche esistenti e di quelle previste nei prossimi anni. Questi vincoli sono principalmente legati a una capacità di trasmissione insufficiente nelle parti di rete collegate a tali impianti. Per affrontare tali limitazioni, Terna ha previsto una serie di interventi per aumentare la capacità e ridurre i vincoli di produzione provenienti dalle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP).

Nel complesso, la combinazione di riduzione delle perdite di energia e miglioramento dell'efficienza del parco termoelettrico porterà a una diminuzione delle emissioni di CO₂ di circa 6,6 milioni di tonnellate all'anno.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

Negli ultimi anni, in Italia c'è stato un notevole sviluppo nella generazione di energia da fonti rinnovabili. Nel 2018, la capacità produttiva da impianti eolici e fotovoltaici è aumentata di circa 0,8 GW.

Uno dei principali obiettivi della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV - normalmente preposta alla connessione degli impianti da fonti rinnovabili - ricorrendo, ove possibile, alla interconnessione con la rete a 400 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione e per trasferire il surplus di energia. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 400/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno.

La Tabella seguente elenca i principali progetti di sviluppo che sono finalizzati, totalmente o parzialmente, a promuovere la produzione di energia tramite impianti a fonte rinnovabile.

Interventi	Codice intervento
Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	723-P
Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord	432-P
Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	402-P
Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P
Riassetto rete nord Calabria	509-P
Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	302-P
Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	506-P
HVDC Centro Sud - Centro Nord	436-P

Tabella 17-1 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

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

La Figura seguente illustra l'andamento di tre indici che gli interventi di sviluppo della rete elettrica primaria hanno in termini di affidabilità ed adeguatezza nei diversi scenari di Piano. Nella figura, quindi, sono riportate le variazioni dei tre indici che descrivono il comportamento del sistema in termini di: ENS (Energia Non Fornita attesa), LOLE (Loss Of Load Expectation, ovvero il numero di ore in cui il rischio di interruzione dell'alimentazione è presente) e LOLP (Loss Of Load Probability, ovvero la probabilità di interruzione dell'alimentazione).

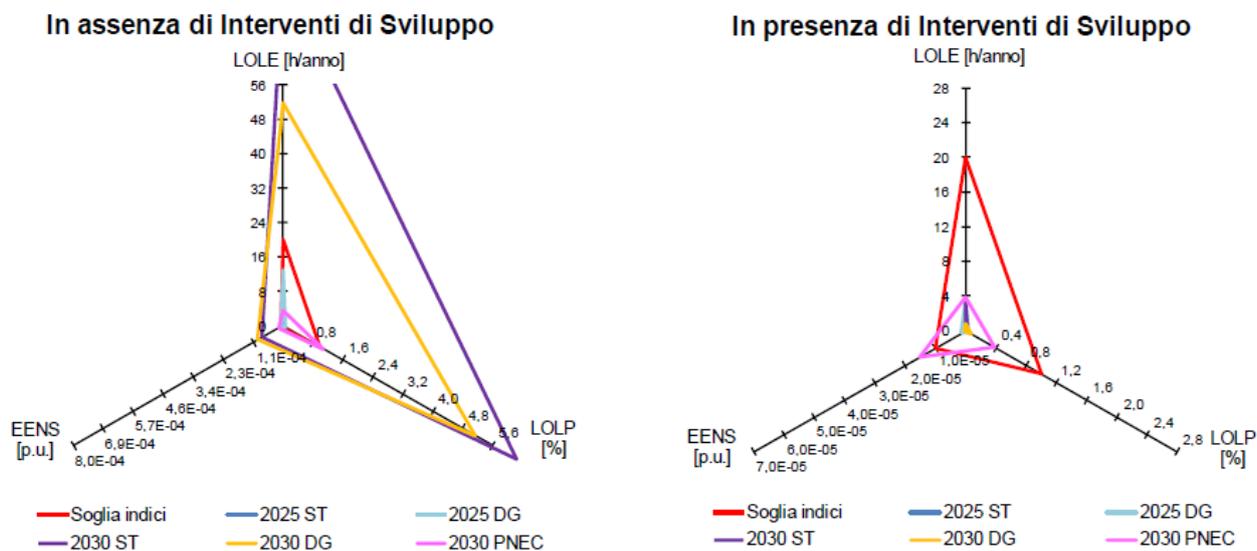


Figura 17-1 Variazione indici LOLE, ENS e LOLP

Il Piano di Sviluppo delineato da Terna svolge un ruolo significativo nella riduzione del rischio di disalimentazione. Infatti, l'analisi del grafico rivela che gli interventi di sviluppo hanno un impatto positivo sull'affidabilità dell'intero sistema elettrico. Questo miglioramento è misurabile in un aumento negli indici di affidabilità in tutti gli scenari presi in considerazione caratterizzati da differente trend di crescita del fabbisogno e di penetrazione di generazione rinnovabile.

In particolare, si può notare come tutti i parametri di valutazione dell'adeguatezza del sistema (ENS, LOLE, LOLP) evidenzino un miglioramento grazie agli interventi di sviluppo proposti limitando sia la probabilità che l'entità di eventuali disalimentazioni del carico sia la durata delle stesse.

18 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2019

Emissioni evitate di gas climalteranti (Ic01)

Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica riveste un ruolo centrale nell'integrazione di tecnologie energetiche che permettano la riduzione di emissioni. In particolare, nel contesto di un sistema volto a un incremento importante di tali tecnologie, l'attenta pianificazione della rete di trasmissione rappresenta uno strumento primario per il raggiungimento degli obiettivi definiti a livello italiano ed europeo, principalmente attraverso la riduzione delle perdite di rete e il migliore sfruttamento delle risorse di generazione.

Da un lato la riduzione delle perdite sulla rete di trasmissione comporta una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale, con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ legate alla produzione da fonte termoelettrica. In particolare, l'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di circa 300 ktCO₂ /anno, circa uguali indipendentemente dallo scenario considerato.

Dall'altro, l'incremento di efficienza nell'esercizio del parco termoelettrico conseguente ai principali interventi di rinforzo della RTN, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ da circa 400 a 1800 ktCO₂ /anno a seconda dello scenario.

In conclusione, le analisi effettuate rilevano che la quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico può raggiungere un valore massimo di circa 2,1 milioni di tonnellate all'anno 2030, in particolare nello scenario PNIEC.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

Il Piano di Sviluppo 2020 ha l'obiettivo di implementare tutte le azioni necessarie per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione delle emissioni di CO₂ in uno scenario di lungo termine. In particolare, tra il 2008 e il 2019, la capacità di produzione da fonte eolica è triplicata, fino a raggiungere oltre 10 GW (3,5 GW nel 2008), mentre il parco fotovoltaico italiano ha superato complessivamente i 20 GW nel 2019, partendo da una quota di appena 0,5 GW nel 2008. Nel complesso, la capacità installata eolica e fotovoltaica è aumentata di oltre 27 GW negli ultimi dieci anni, raggiungendo un valore di installato complessivo superiore a 31 GW.

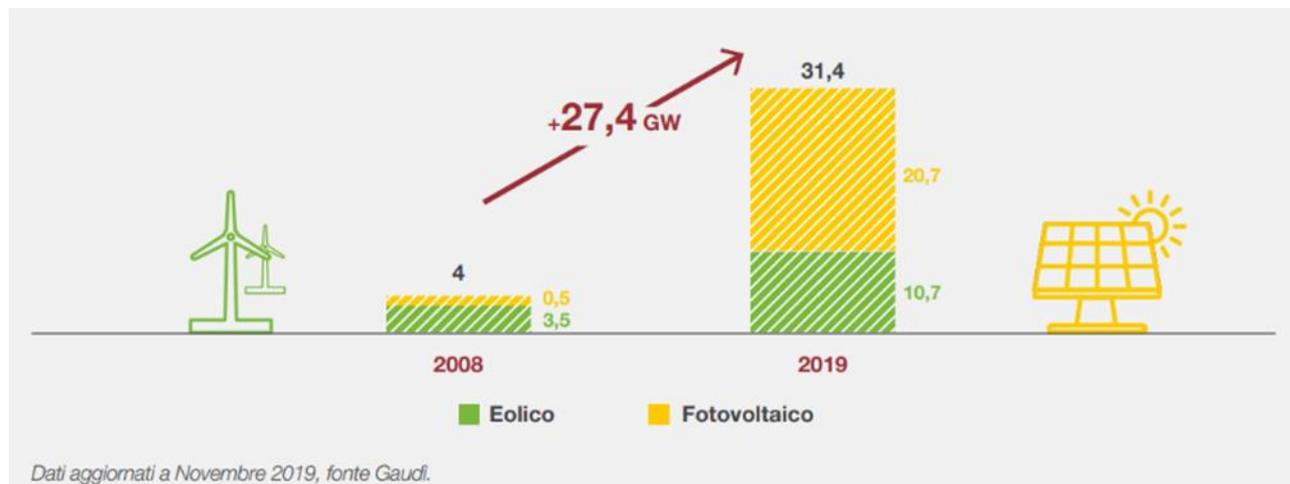


Figura 18-1 Capacità Installata eolica e fotovoltaica tra il 2008 e il 2019 [GW]

Nella tabella seguente si riportano i principali progetti di sviluppo finalizzati, totalmente o parzialmente, a promuovere l'integrazione di energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile.

Interventi	Codice intervento
Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I.3)	301-P
Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	723-P
Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord	432-P
Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	402-P
Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P
Riassetto rete nord Calabria	509-P
Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	302-P
Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	506-P
HVDC Centro Sud - Centro Nord	436-P

Tabella 18-1 Principali interventi funzionali all'integrazione FER

Riduzione dell'energia non fornita (I_c03)

L'adeguatezza del sistema elettrico viene descritta e valutata secondo i seguenti tre indici:

- Expected Energy Not Served (ENS o EENS): l'eccedenza della domanda elettrica rispetto alle risorse disponibili per soddisfarla;
- Loss Of Load Expectation (LOLE): numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili;
- Loss Of Load Probability (LOLP): probabilità di accadimento del LOLE previsto.

Nella figura seguente sono riportate le variazioni dei tre indici di adeguatezza per tutti gli scenari del Piano di Sviluppo 2020 con e senza gli interventi di sviluppo previsti per ciascun anno orizzonte.

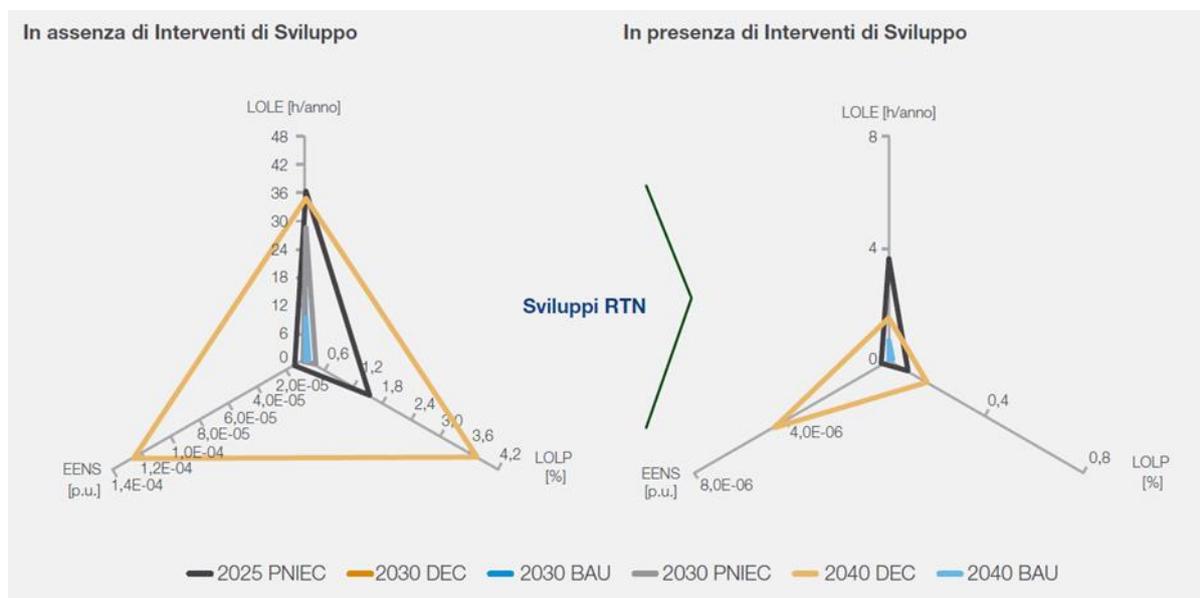


Figura 18-2 Variazione indici LOLE, ENS e LOLP

Dalle analisi si evince un contributo significativo degli interventi di sviluppo nell'aumento dell'adeguatezza del sistema elettrico quantificabile nella riduzione degli indici di adeguatezza fino ad un massimo di circa il 97%. In particolare, a seguito della realizzazione degli interventi di sviluppo, il LOLE risulta in ciascuno scenario di riferimento in linea con il valore soglia di 3 ore fissato dal DM 28/06/2019 per definire un sistema elettrico adeguato.

19 CALCOLO AL 31 DICEMBRE 2020

Emissioni evitate di gas climalteranti (I_c01)

Lo sviluppo della rete elettrica riveste un ruolo fondamentale nella riduzione delle emissioni di gas climalteranti, in particolare CO₂, in sinergia con il percorso di decarbonizzazione delineato dalle strategie nazionali ed internazionali. Tra i fattori determinanti per il raggiungimento degli obiettivi prefissati assumono particolare rilevanza sia la piena integrazione di impianti da fonte rinnovabile che il miglioramento del mix produttivo, oltre ad un generale incremento dell'efficienza del sistema inclusi gli impatti sulle perdite di rete.

Gli studi condotti per l'anno orizzonte di medio/lungo termine 2030 evidenziano, in tutti gli scenari considerati, un importante contributo nella riduzione delle emissioni di CO₂ come conseguenza della realizzazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione e del potenziamento delle interconnessioni con l'Estero. In particolare, per gli scenari BAU e NT-IT, si stima una riduzione di emissioni rispettivamente pari a 900 e 5000 ktCO₂/anno.

In conclusione, le analisi effettuate rilevano che la quantità di CO2 evitata per l'insieme dei fattori sopra indicati, inclusi la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico, può raggiungere un valore massimo di circa 5,6 milioni di tonnellate all'anno 2030 nello scenario NT-IT.

Rimozione vincoli di produzione da fonti rinnovabili (Ic02)

Il Piano di Sviluppo 2021 ha l'obiettivo di implementare tutte le azioni necessarie per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione delle emissioni di CO2 in uno scenario di lungo termine.

La principale tendenza che ha contraddistinto l'ultimo decennio, infatti, è stato lo sviluppo senza precedenti del parco di generazione da fonte rinnovabile. In particolare, tra il 2008 e il 2020, la capacità di produzione da fonte eolica è triplicata, fino a raggiungere quasi gli 11 GW (3,5 GW nel 2008), mentre il parco fotovoltaico italiano ha superato complessivamente i 21 GW installati nel 2020 partendo da una quota di appena 0,5 GW nel 2008. Nel complesso, la capacità installata eolica e fotovoltaica è aumentata di oltre 28 GW negli ultimi dieci anni, raggiungendo un valore di installato complessivo superiore a 32 GW.

GW – Aggiornamento a ottobre 2020

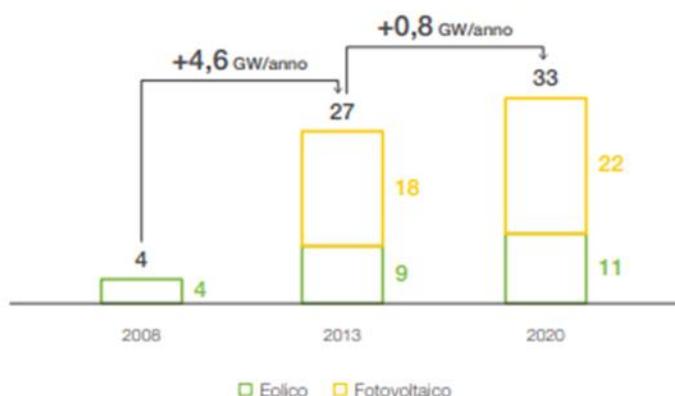


Figura 19-1 Capacità installata eolica e fotovoltaica nel 2008, 2013 e 2020 [GW]

Tuttavia, questa crescita non ha seguito un andamento regolare, bensì, a fronte del boom di installazioni verificatosi fino al 2013, ha subito un rallentamento negli ultimi anni, con tassi di incremento della capacità installata inferiori a 1 GW/anno. Questi tassi risultano essere insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (circa 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), e ancor più al raggiungimento degli obiettivi che saranno definiti dal recepimento del Green Deal.

Nella tabella seguente si riportano i principali progetti di sviluppo finalizzati, totalmente o parzialmente, a promuovere l'integrazione di energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile.

Interventi	Codice intervento
Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I.3)	301-P
Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	723-P

Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord	432-P
Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	402-P
Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P
Riassetto rete nord Calabria	509-P
Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	302-P
Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	506-P
HVDC Centro Sud - Centro Nord	436-P
Nuovo collegamento 380 kV Bolano Paradiso	555-N
Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	553-N

Tabella 19-1 Principali interventi funzionali all'integrazione FER

Riduzione dell'energia non fornita (I_c03)

Gli interventi di sviluppo illustrati nel Piano 2020 contribuiscono a migliorare le condizioni di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico nazionale, attraverso una maggiore integrazione delle zone di mercato (aumento dei limiti di transito interzonali con miglioramento nella copertura del fabbisogno di energia e di riserva tra zone) e l'intensificazione del livello di magliatura della rete (maggiore affidabilità).

La adeguatezza del sistema elettrico viene valutata secondo i seguenti tre indicatori, i quali sono una media dei risultati ottenuti sui 35 anni climatici considerati:

- Expected Energy Not Served (EENS o ENS): l'eccedenza della domanda elettrica rispetto alle risorse disponibili per soddisfarla;
- Loss of Load Expectation (LOLE): il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili;
- Loss Of Load Probability (LOLP): la probabilità di accadimento del LOLE previsto.

Nella figura seguente si rappresenta la riduzione percentuale dei suddetti indicatori a livello nazionale grazie allo sviluppo della rete.

MIGLIORAMENTO INDICATORI CON SVILUPPO RETE

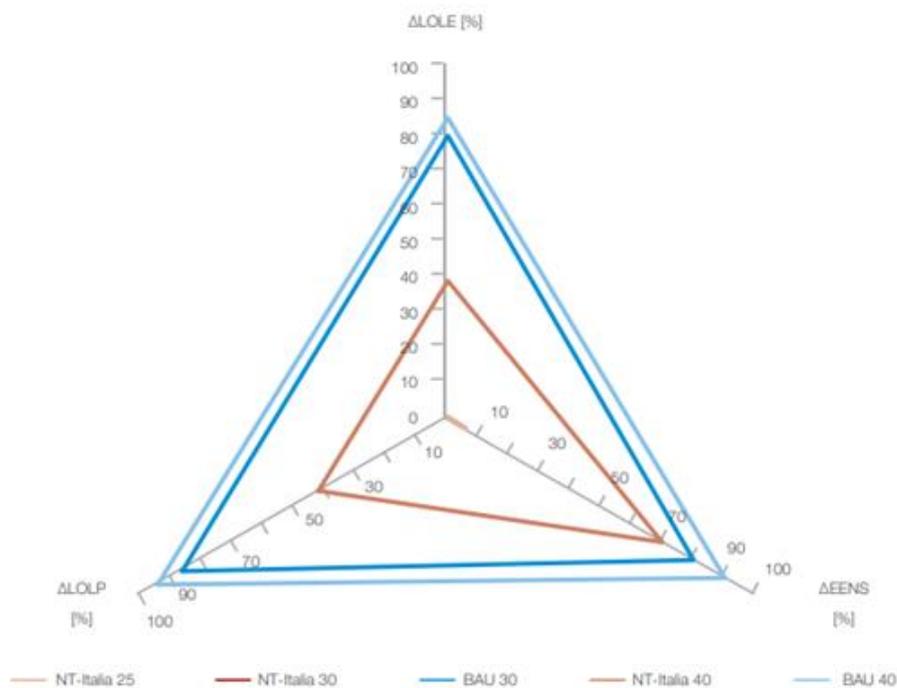


Figura 19-2 Miglioramento percentuale degli indicatori di adeguatezza con sviluppo rete

La riduzione degli indici di rischio è presente in tutti gli scenari e anni orizzonte oggetto di analisi ed è particolarmente sensibile negli scenari BAU caratterizzati da un maggior carico residuo termico vista la minore penetrazione RES, e nello scenario NT-IT di lungo termine in cui la penetrazione RES compensa solo in parte la crescita del fabbisogno che raggiunge il valore di 375 TWh.

Lo sviluppo infrastrutturale, che in generale comporta un incremento dell'adeguatezza riducendo anche in maniera sensibile gli indicatori medi di rischio di disalimentazione del carico, risulta fondamentale nel garantire la capacità di alimentazione in condizioni climatiche estreme o in condizioni di esercizio a rete non integra.



00156 Roma - Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 83 138 111

#DrivingEnergy



TERNA.IT