
Consultazione Piano di Sviluppo 2018

Contenuti ed elementi di novità

Roma, 02 Luglio 2018

Executive Summary

Obiettivo

Elementi di novità

Evidenze

1 Ammodernamento



- **Piano di Sviluppo** (PdS) decennale del **2018** si pone l'obiettivo di **rinnovarsi** diventando un **"libro aperto"** per tutti gli stakeholder

- Integra le **indicazioni dell'Autorità** (in particolare modo definite con la dlb. 627/16 e 856/17) in termini di **nuovi requisiti e trasparenza**
- Introduce il nuovo **indicatore della resilienza** (già presentato ad ARERA) il cui sviluppo è stato accelerato dagli eventi atmosferici dello scorso anno
- Sviluppa il **driver della Sostenibilità Sistemica, declinato sugli assi Ambiente, Economia e Società**, e lo misura tramite indicatori ben definiti
- Analizza gli **scenari attesi** (ENTSO-E e SEN) rispettando le indicazioni di ARERA, per garantire che Terna sia al passo con le sfide future

2 Coinvolgimento degli stakeholder



- Evidenziare la rilevante attenzione che Terna pone nell'ascolto delle esigenze del territorio e dei soggetti terzi interessati dalle iniziative di sviluppo

- Rappresentati i momenti di contatto avuti con gli stakeholder nel 2017, dal Comitato Utenti, alle ONG, passando dalla consultazione Merchant line (nuova iniziativa di quest'anno)



Agenda

Elementi di novità PdS 2017 vs. 2018



Lo stato della rete

Costruzione del Piano di Sviluppo

Investimenti previsti dal PdS 2018

Risultati attesi

Il Piano di Sviluppo 2018

Obiettivi e linee guida Pianificazione della RTN

PRINCIPALI OBIETTIVI GENERALI

- **Sicurezza, l'affidabilità e la continuità della rete**
- **Adeguatezza**
- **Decarbonizzazione e aiuto penetrazione FER**
- Promozione della **tutela dell'ambiente**

CRITERI per la DEFINIZIONE delle LINEE DI SVILUPPO

- Trend **fabbisogno energetico** e previsione della **domanda**
- Potenziamento delle reti per **adeguatezza**
- Minimizzazione dei **rischi di congestione inter e intrazonali, e di riduzione vincoli a rete integra**
- Contenimento dell'**overgeneration** (tagli FRNP)
- Richieste di connessione alla RTN

METODOLOGIE

- **Analisi costi-benefici degli interventi** e individuazione degli **interventi prioritari** per la sicurezza
- Stima **tempi di esecuzione** e dell'**impegno economico**



Nuovo Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2018

Elementi di novità PdS2017 vs PdS2018

Sintesi delle principali innovazioni

Pratica virtuosa	Tipologia	Evoluzione dei contenuti
Endorsement	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Introduzione del PdS a cura di esperti terzi al fine di rafforzare l'impegno di condivisione e le proposte del Piano
Coerenza scenari	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Rappresentazione degli scenari europei e nazionali con attenzione agli obiettivi ambientali (i.e. decarbonisation, etc.)
Stress test	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Analisi stress test della rete (limiti prospettici della rete) a consistenze attuali sulla base degli scenari europei e nazionali, in assenza di sviluppo della rete
Sostenibilità	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Evidenza delle sinergie con altre infrastrutture elettriche, di trasporto e telecomunicazione
Trasparenza	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Pubblicazione su sito internet degli incontri con gli stakeholder e dell'esito del confronto con operatori terzi (merchant line)

 Innovazione di **contenuto**
 Innovazione di **processo**

Elementi di novità PdS2017 vs PdS2018

Struttura del nuovo indice – dettaglio (1/2)

Capitolo	Contenuti	Caratteristiche
0 Premessa	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Introduzione a cura di esperti terzi del settore elettrico (es. Associazioni di settore, NGO, Università, cfr. panel in allegato) 	<ul style="list-style-type: none"> • Sostegno al contenuto e alle proposte incluse nel documento di Piano anche da soggetti terzi riconosciuti dal settore
1 Processo di pianificazione	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Presentazione dei driver di sviluppo: Decarbonisation, Market Efficiency, Security of Supply e Sostenibilità Ambientale • Introduzione degli obiettivi e dei criteri del processo di pianificazione • Rendiconto del processo di condivisione con utenti della rete e altri stakeholder • Pianificazione coordinata con altri TSO in ambito paneuropeo ✓ Focus sulle innovazioni tecnologiche/progetti finanziati in ambito europeo: <i>Smart Grids, Electricity Highways e Storage</i> ✓ Introduzione delle sinergie con altre infrastrutture elettriche, di trasporto e telecomunicazione e con la rete ex-RFI 	<ul style="list-style-type: none"> • Maggiore rilevanza ai driver di sviluppo che diventeranno poi una guida nella lettura del PdS • Incremento dell'enfasi sulla trasparenza indicando il coinvolgimento degli stakeholder lungo tutto il processo di pianificazione • Introduzione di un nuovo capitolo in cui raccogliere tutte le innovazioni tecnologiche • Evidenza dei benefici nascenti dalle sinergie con altre infrastrutture a rete in termini economici, ambientali e sociali
2 La rete oggi	<ul style="list-style-type: none"> • Consistenza della rete e bilancio energetico nazionale • Stato mercato elettrico e andamento prezzi 	<ul style="list-style-type: none"> • ---

✓ Innovazione di **contenuto**

Elementi di novità PdS2017 vs PdS2018

Struttura del nuovo indice – dettaglio (2/2)

Capitolo	Contenuti	Caratteristiche
3 Scenari	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Introduzione dei razionali sottostanti lo sviluppo degli scenari (e.g. adeguatezza del sistema, selezione degli investimenti) • Descrizione degli scenari <ul style="list-style-type: none"> - europei (ENTSOs ed EUCO 2030) - nazionali e SEN 	<ul style="list-style-type: none"> • Rafforzamento delle premesse agli scenari per anticipare le richieste degli stakeholder in merito ai criteri di scelta • Allineamento degli scenari tra ENTSO-E ed ENTSO-G • Coerenza tra visione integrata al livello europeo ENTSO-E e Terna
4 Necessità di sviluppo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Evidenze in merito alle necessità di sviluppo della rete sulla base dell'applicazione degli scenari a parità di condizione della rete 	<ul style="list-style-type: none"> • Maggiore enfasi alle esigenze di sviluppo rispetto allo stato attuale della rete, meno valorizzate nel PdS 2017 (in calce al doc.)
5 Nuovi sviluppi	<ul style="list-style-type: none"> • Presentazione dei nuovi interventi di sviluppo previsti a Piano • Interconnessioni e merchant line (sulla base del confronto pubblico) 	<ul style="list-style-type: none"> • Enfaticizzazione della coerenza dei nuovi sviluppi non solo alle esigenze della rete presentate nel capitolo 4, ma anche ai driver di sviluppo introdotti nel Capitolo 1
6 Benefici per il sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione degli effetti dei nuovi interventi sul sistema in termini di: <ul style="list-style-type: none"> - Capacità di trasporto - Superamento congestioni e vincoli - Riduzione emissioni (CO2) - Etc. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ricostruzione dei benefici per il sistema anche rispetto ai driver di sviluppo indicati nel Capitolo 1

✓ Innovazione di **contenuto**

Elementi di novità PdS2017 vs PdS 2018

Indice proposto

	Indice PdS 2018	Sintesi del contenuto
	0 Premessa	<ul style="list-style-type: none"> • Premessa a cura di esperti terzi del settore elettrico
	1 Processo di pianificazione della rete elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • Driver di sviluppo, obiettivi e criteri del processo di pianificazione
	2 La rete oggi	<ul style="list-style-type: none"> • Consistenza della rete, bilancio energetico nazionale e stato del mercato elettrico
	3 Scenari	<ul style="list-style-type: none"> • Descrizione degli scenari europei (ENTSO), nazionali e SEN
	4 Necessità di sviluppo	<ul style="list-style-type: none"> • Presentazione dei limiti prospettici della rete a consistenze attuali sulla base degli scenari
	5 Nuovi sviluppi	<ul style="list-style-type: none"> • Presentazione dei nuovi interventi di sviluppo previsti a Piano
	6 Benefici per il sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione degli effetti dei nuovi interventi sul sistema

Elementi di novità PdS 2017 vs. 2018

Consultazione Merchant line

*in
consultazione*



Contesto regolatorio

- L'art. 6 della delibera 627/16 dell'**ARERA** definisce le modalità e le tempistiche per la comunicazione e pubblicazione delle informazioni relative a interventi sviluppati da altri promotori
- Per ottemperare a tale richiesta dell'Autorità Terna ha **introdotto**, a partire da quest'anno, il **processo di confronto pubblico** per le iniziative di realizzazione delle **merchant line**



Finalità del confronto

- Le **informazioni** desunte dalle pubblicazioni di ENTSO-E e quelle oggetto di aggiornamento da parte dei promotori sono state **recepite** nell'apposita **sezione del PdS 2018 dedicata alle interconnessioni**






Temi

- L'attività di **confronto con gli sviluppatori di merchant line è iniziata la terza settimana di ottobre e si è conclusa a metà novembre**

Elementi di novità PdS2017 vs 2018

Esiti consultazione

	# Progetti per i quali è stata inviata risposta ¹		9		
	Esenzione TPA (Third-party Access)	Sì 2		No 7	
	Stato	 Porzione in Italia In autorizzazione 4 Autorizzato 5		 Porzione all'estero Pianificato 3 In autorizzazione 4 Autorizzato 2 ²	
	Capacità di trasporto incrementale/anno	2020 + 0,4 GW	2021 + 1,5 GW	2022 + 2,2 GW	2025 + 1,0 GW
	Nazioni interessate	 + 0,3 Slovenia  + 0,1 Svizzera	 + 1,0 Albania  + 0,3 Austria  + 0,2 Svizzera	 + 1,0 Svizzera  + 1,0 Tunisia  + 0,2 Francia	 + 1,0 Tunisia

Note: (1) Su un totale di 16 progetti totali tracciati da Terna; (2) Di cui 1 da rinnovare

Elementi di novità PdS2017 vs PdS2018

Recepimento delibera 856/17 del 19 Dicembre 2017

A **Format concordato con associazione di categoria** - Introdotto, in base all'articolo 3, comma 2, lettera l), il monitoraggio degli interventi per la connessione di utenti alla RTN, come definiti individualmente ai sensi del Codice di rete

Focus slide successiva

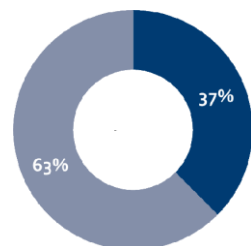
B **Esplicitate le motivazioni dei ritardi** - Esplicitate, in base dell'articolo 3, comma 2, lettera m), le due casistiche legate a ritardi esogeni e a posticipazioni volontarie che possano determinare mancate realizzazioni

C **Inserimento interventi programmati ai fini sicurezza nelle 'Necessità di Sviluppo' gli (cap. 4.2.1)** - Introdotto, in base all'articolo 3, comma 2, lettera n), il monitoraggio degli sviluppi di rete determinati da altre disposizioni, quali ad esempio il programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico o l'attuazione dell'articolo 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99

Elementi di novità PdS2017 vs PdS2018

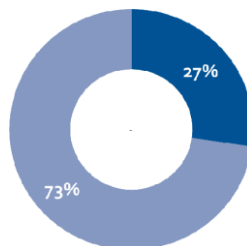
Esplicitazione cause ritardo sull'avanzamento interventi del PdS

PREV. AVVIO ATTIVITÀ 2017



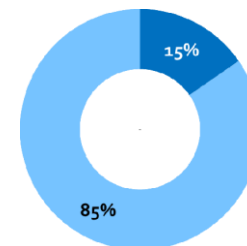
- Interventi con attività avviate nel 2017
- Interventi con attività avviate in ritardo

PREV. AVVIO CANTIERI 2017



- Interventi con cantieri avviati nel 2017
- Interventi con cantieri avviati in ritardo

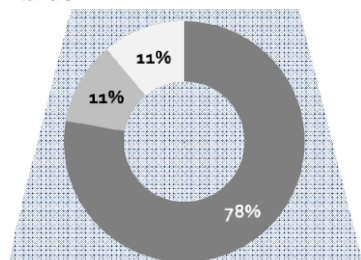
PREV. COMPLETAMENTO 2017



- Interventi completati nel 2017
- Interventi non completati

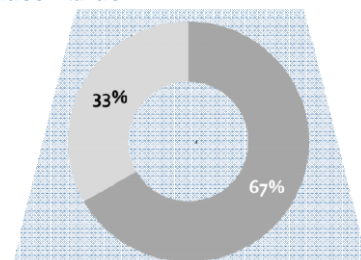


Cause ritardo



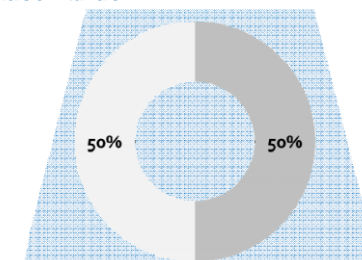
- Rivisitazione progetto anche in ottica resilienza (V)
- Ulteriori adempimenti normativi ambientali (E)
- Attività subordinata ad accordo (E)

Cause ritardo



- Posticipazione data di rilascio autorizzazioni (E)
- Complessità progettuale per AU acquisita da Terzo (E)

Cause ritardo



- Interventi aggiuntivi per incremento resilienza (V)
- Necessità procedimento autorizzativo per risolvere interferenze (E)

Completato ~85% degli interventi la cui realizzazione era prevista nel 2017

Elementi di novità PdS2017 vs PdS2018

Le schede intervento (1/2)

Nome intervento [¶]						
Identificativo-PdS [¶]	Identificativo-PCI [¶]	Identificativo-TYNDP [¶]	Identificativo-RIP [¶]			
x	x	x	x			
Anno di Pianificazione [¶]	Delibera-579/2017 [¶]	Regioni-interessate [¶]	Zone-di-Mercato [¶]			
x	x	x	x			
Descrizione-intervento [¶]						
¶						
Finalità-intervento [¶]			Obiettivo-intervento [¶]			
Decarbonisation [¶]	Security of supply [¶]		Integrazione FER [¶]	Qualità del Servizio [¶]		
			Interconnessioni [¶]	Risoluzione congestioni [¶]		
Market Efficiency [¶]	Sostenibilità [¶]		Connessione RTN [¶]	Resilienza [¶]		
			Integrazione RFI [¶]	SEN-2017 [¶]		
Previsione-tempistica-Intervento [¶]						
Avvio-attività [¶]	Avvio-cantieri [¶]		Completamento [¶]			
x	x		x			
Interdipendenze-o-correlazione [¶]						
Con-altre-opere [¶]			Da-accordi-con-terzi [¶]			
x			x			
Impatti-territoriali [¶]						
Attività [¶]	I22-[km] [¶]	I23-[km] [¶]		I24-[km] [¶]		
Realizzazione [¶]	x	x		x		
Dismissione [¶]	x	x		x		
Dismissione-e-Realizzazione [¶]	x	x		x		
Avanzamento-opere-principali [¶]						
Nome-Opera [¶]	Stato-avanzam. [¶]		Avvio- autorizz. [¶]	Avvio- realizzaz. [¶]	Completa- mento [¶]	Note-¶ (Eventuali-criticità/cause-di-ritardi) [¶]
	PdS-10 [¶]	PdS-17 [¶]				
x	x	x	x	x	x	x
x	x	x	x	x	x	x
x	x	x	x	x	x	x

Esplicitate le **zone di mercato** ove ricade l'intervento

Definite **finalità intervento e singoli obiettivi** (es. Interventi per integrazione RFI, interventi per Resilienza, etc.)

Esplicitate le **fasi delle opere** in linea con l'Allegato ACB 2.0 al Codice di Rete[¶]):

- **Fase 1:** fase di Pianificazione;
- **Fase 2:** fase di Concertazione e/o progettazione
- **Fase 3:** fase di Autorizzazione (sino al completamento iter autorizzativo);
- **Fase 4:** fase di Progettazione esecutiva; Fase 5: fase di Realizzazione dell'opera
- **Compl.:** opera completata e fornito l'avanzamento PdS 2017 vs. PdS 2018

Elementi di novità PdS2017 vs PdS2018

Le schede intervento (2/2)

Novità

Sintesi Analisi Costi Benefici

Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B18, B19)			
	Scenario ST 2020,2025,2030		Scenario DG 2020,2025,2030		Scenario ST 2020,2025,2030		Scenario DG 2020,2025,2030	
	IUS		IUS		IUS		IUS	
	VAN		VAN		VAN		VAN	

Benefici di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari	Val. [M€]
B1- SEW	0
B2a- Riduzione Perdite	20
B3b- Riduzione ENF	20
B4 - Costi evitati o differti	20
B5 - Integrazione rinnovabili	20
B6 - Investimenti evitati	20
B7 - Costi evitati MSD	20
B13 - Incremento Resilienza	0
B16 - Opex Evitati o differti	0
B18 - Riduzione CO2	20
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	20
Altri benefici non monetari	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	10
I5 - Overgeneration [MWh]	0

Box specifici

A) Matrice carichi(carichi) è la matrice costruita sulla combinazione dei carichi di neve (RSE) e della frequenza di accadimento degli eventi meteorologici.

B) Lunghezza-equivalente-linea rappresenta il rischio maggiore o minore di esposizione di una linea rispetto all'estensione geografica dei fenomeni meteorologici.

C) Il TR delle cabine primarie è pesato con il coefficiente topologico che rappresenta il grado di affidabilità di una cabina primaria rispetto alla tipologia di connessione che la caratterizza.

Cabine-Primarie	IRI(utenti/anno)		Impatto-atteso	Beneficio(M€)
	IREM	BOST		
Zuehl	7555	102	-99%	5,0
Somprade-CP	74	2	-99%	0,2
Ponte-Malon	1638	43	-97%	0,6
Campolongo	4637	70	-98%	2,3
Catalzo	1815	91	-95%	0,7
Desedani	52	26	-50%	0,05

Il totale beneficio di incremento resilienza dell'intervento legato agli eventi neve e ghiaccio è di circa 10 M€/anno.



Agenda

Elementi di novità PdS 2017 vs. 2018

Lo stato della rete

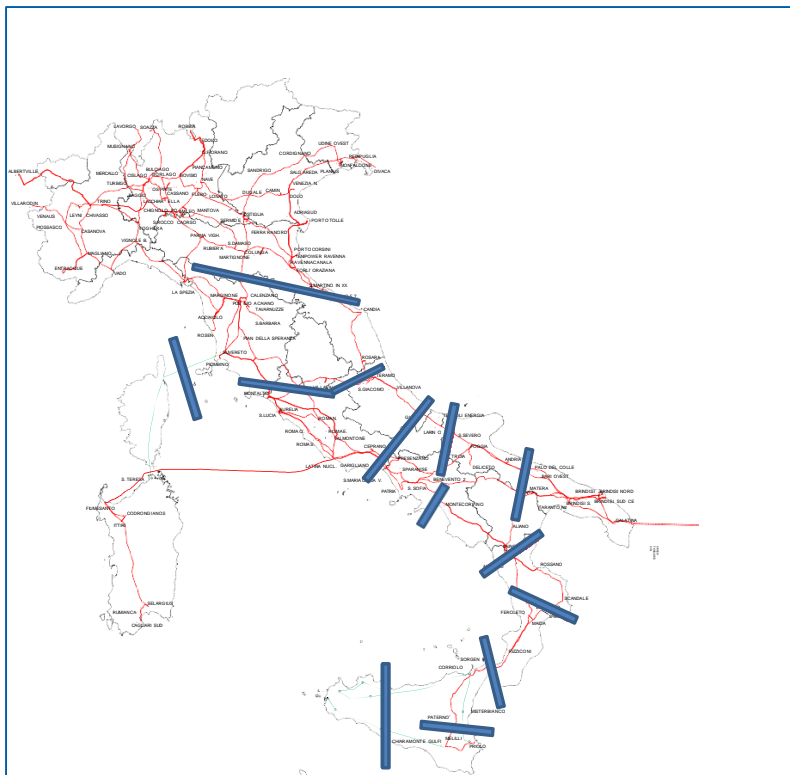
Costruzione del Piano di Sviluppo

Investimenti previsti dal PdS 2018

Risultati attesi

Lo stato della rete

Sezioni critiche su rete di altissima tensione



- Sono state identificate, ai fini della sicurezza di esercizio, le principali sezioni critiche sulla base dei limiti fisici di scambio dell'energia
- Le sezioni sono in corrispondenza dei transiti lungo le **direttrici**:
 - **Nord→centro-nord**, per effetto delle importazioni dall'estero e delle centrali presenti nell'area nord
 - **Sud→centro sud**, a fronte dei transiti della generazione rinnovabile (principalmente eolica e solare) e dei cicli combinati più efficienti collocati nel sud Italia
- Le **isole maggiori** presentano situazioni di criticità:
 - Sicilia da Est a Ovest
 - Sardegna per capacità rinnovabile e gruppi di generazione obsoleti che necessitano di importare flessibilità dal continente

Integrazione RES e gestione ottimale servizi di rete richiedono interventi di decongestionamento e potenziamento di aree di rete

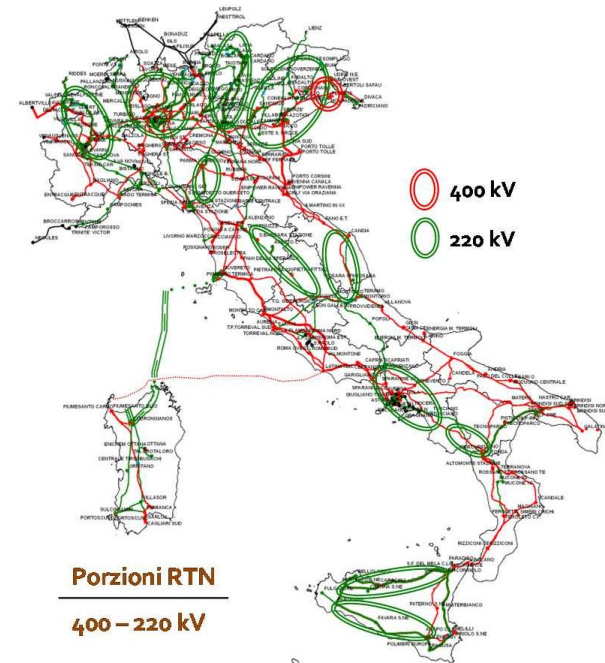
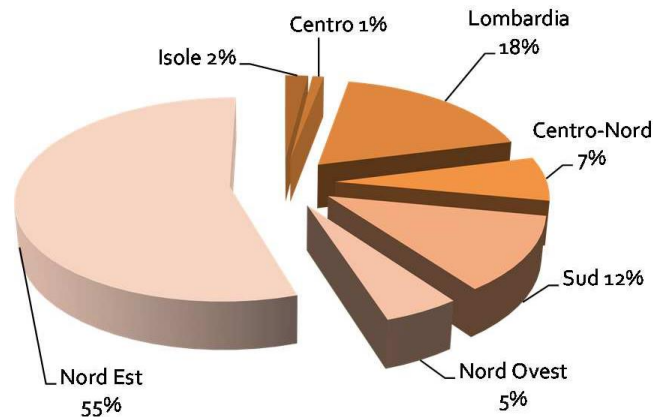
Lo stato della rete

Aree con criticità su rete AAT: distribuzione dei rischi di sovraccarico

Simulazioni di rete: Lug-2016/Giu-2017

% sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee

% sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

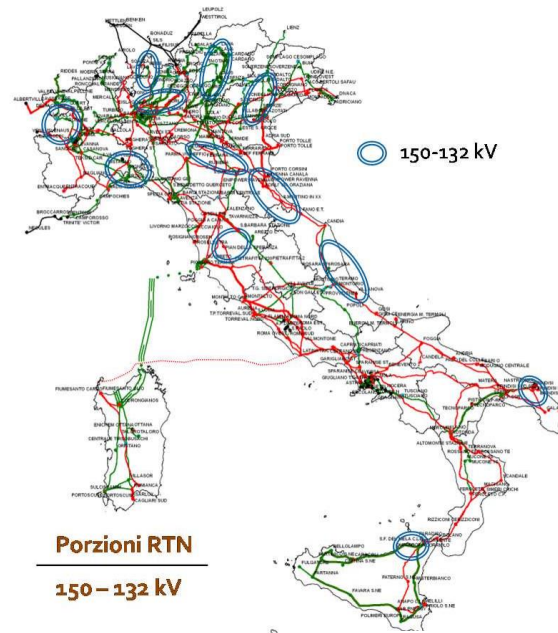


- Nell'area **Nord Est** si concentrano una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati per scarsa magliatura della rete che ostacola i transiti della potenza proveniente dalla frontiera austro-slovena
- In **Lombardia** i rischi sono concentrati sulla rete in prossimità della città di Milano
- Al **Sud** sovraccarichi legati alla **rete 220 kV in Campania**, in particolare nelle aree di Napoli e Caserta
- Ulteriori problemi si concentrano sulla rete chiamata a trasportare ingenti quantitativi di produzione dalla **Calabria** e dalla **Puglia verso la Campania**

Lo stato della rete

Aree con criticità su rete AT: distribuzione rischi di sovraccarico

Simulazioni di rete: 3° mercoledì Lug-2016/Gen-2017, % Conting. in N-1 su totale
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR



Lombardia

- Si registrano rischi di sovraccarico particolarmente concentrati nelle porzioni di rete che alimenta le province di Pavia, Cremona e Bergamo
- Ulteriori criticità sulla rete sottesa alle stazioni di Verderio, Lonato, Dalmine e La Casella

Centro Nord

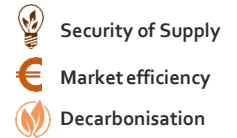
- L'interno sistema adriatico si basa su tre stazioni di trasformazione 380 kV (Candia, Rosara e Villanova); la ridotta capacità di trasporto sulla rete primaria genera sovraccarichi sulla rete di sub.
- Critica anche la porzione di rete che alimenta la provincia di Pescara (collegamenti verso la città utilizzati al limite della portata)

Nord Est

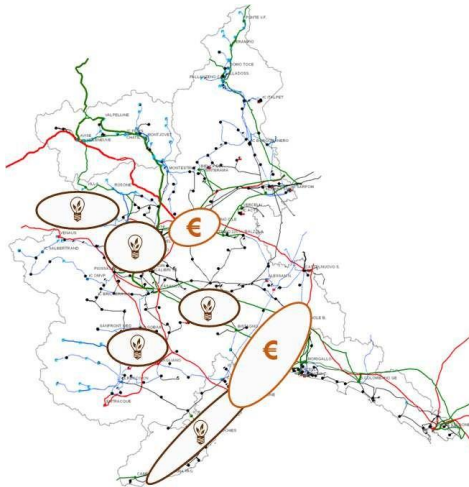
- Il trend di crescita dei consumi confermano fortemente critiche le aree tra Vicenza Treviso e Padova;
- la presenza di numerose centrale idroelettriche connesse alla rete 132 dell'Alto Adige e Bellunese determina difficoltà di trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità

Lo stato della rete

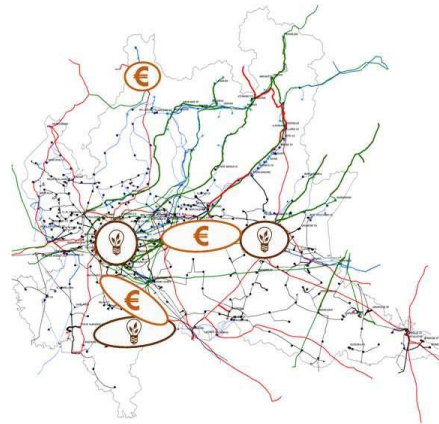
Aree con criticità su rete AT/AAT: focus area Nord



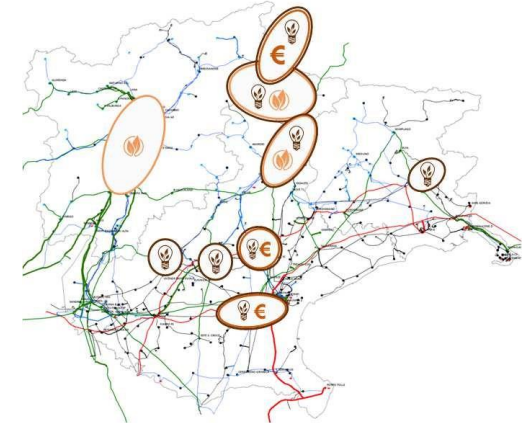
NORD OVEST



NORD



NORD EST



Nord Est

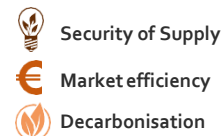
- Si concentra qui una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale
- Le aree del Veneto e del Friuli Venezia Giulia continuano a essere caratterizzate da limitazioni di capacità di trasporto che possono ostacolare il transito delle potenze in importazione dalla slovena verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato

Nord Ovest

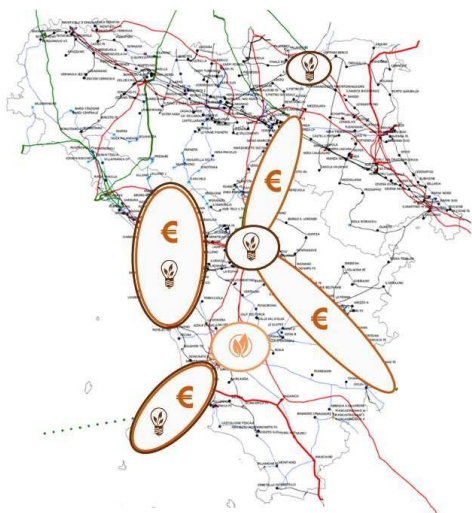
- Direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale verso i centri di consumo, sono interessate da elevati transiti di potenza.
- Si evidenziano i sovraccarichi di alcune trasformazioni 400/ 220 kV della Liguria occidentale

Lo stato della rete

Aree con criticità su rete AT/AAT: focus area Centro



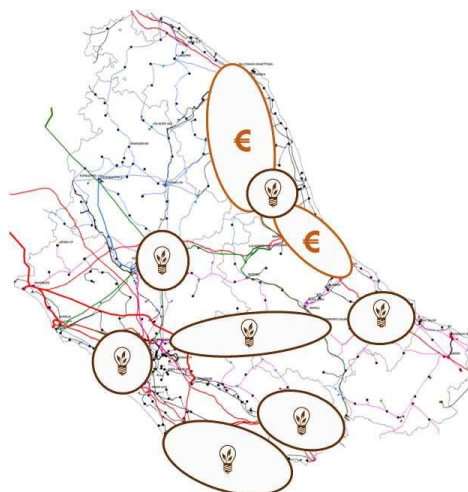
CENTRO NORD



Centro Nord

- Si riscontrano sovraccarichi sulle linee a 400 e 220 kV interessate dal transito di energia sulla sezione Nord - Centro Nord

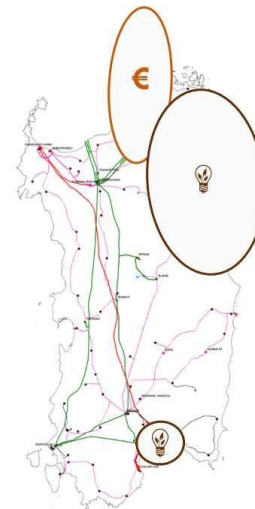
CENTRO



Centro

- Si evidenziano rischi di sovraccarico sulle arterie 220 kV che attraversano Umbria, alto Lazio e Abruzzo e sovraccarichi di alcune trasformazioni negli impianti a 400 - 220 kV

SARDEGNA

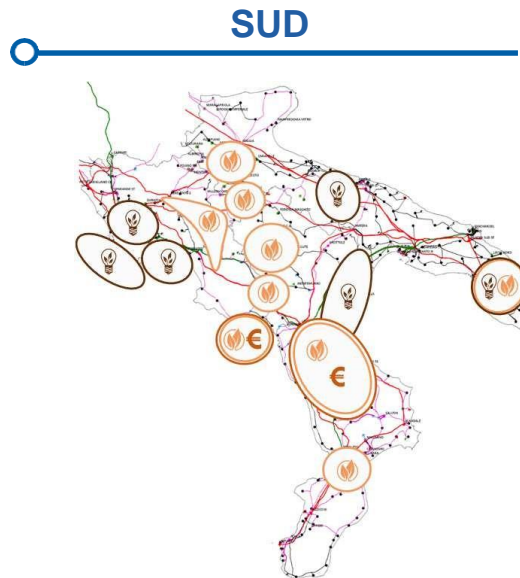
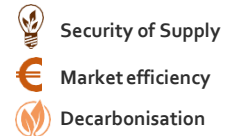


Sardegna

- Limitata capacità di trasporto della rete verso il continente (i.e. SACOI) con sovraccarichi sulla rete 150 kV nell'area della Gallura in particolare durante la stagione estiva

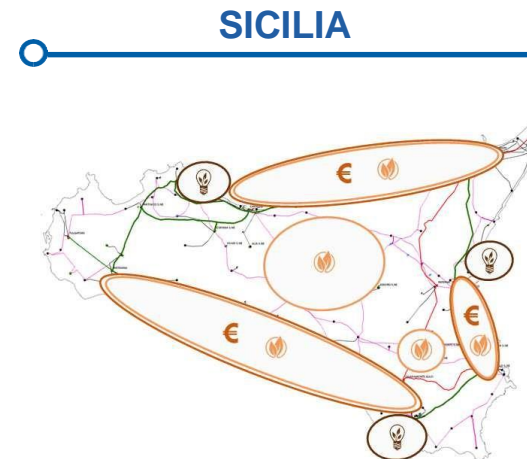
Lo stato della rete

Aree con criticità su rete AT/AAT: focus area Sud



Sud

- Ingente quantità di energia che dai siti di produzione di Puglia e Calabria è convogliata verso il carico della Campania e centro Italia
- Sovraccarichi sulla rete 400 kV e 220 kV della Campania in particolare nell'area di carico compresa tra Salerno, Napoli e Caserta
- Sono presenti inoltre eventi di sovraccarico sulle arterie 400 kV della Calabria ionica



Sicilia

- Si registrano forti sovraccarico sulla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione dell'isola
- In particolare, si riscontrano problemi sulle arterie tra i centri di carico di Palermo e Messina e sulle linee afferenti il polo di produzione di Priolo



Agenda

Elementi di novità PdS 2017 vs. 2018

Lo stato della rete

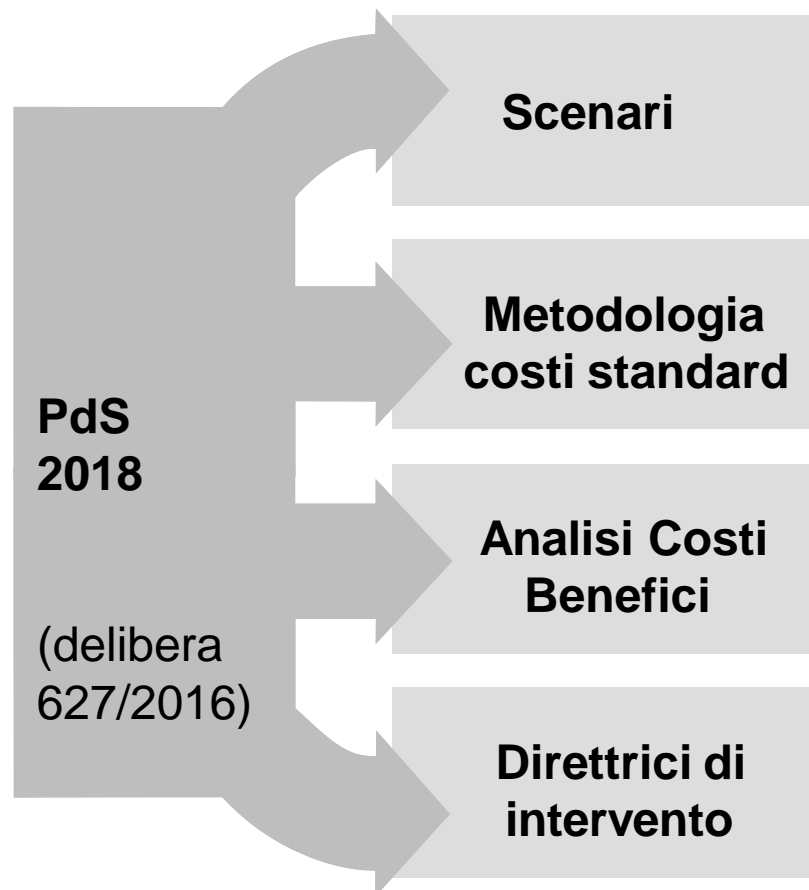
Costruzione del Piano di Sviluppo

Investimenti previsti dal PdS 2018

Risultati attesi

Costruzione del PdS

Elementi chiave del PdS 2018



- Predisposizione degli **scenari Terna** allineati agli scenari **ENTSO-e** e **ENTSO-g** e alla **SEN 2017**
- Stima del costo di investimento delle opere sulla base della **nuova metodologia costi standard**
- **Verifica dell'Indice di Utilità di Sistema** (IUS) per investimenti con **valore >15 M€** (rispetto al precedente limite di 25M€)
- **Integrazione dei mercati, integrazione FER ed incremento sicurezza** della rete, con particolare riferimento alla **Resilienza**
- **Sostenibilità** da considerarsi **trasversale agli interventi**

Allegato 74 del Codice di rete

Costruzione del PdS: scenari

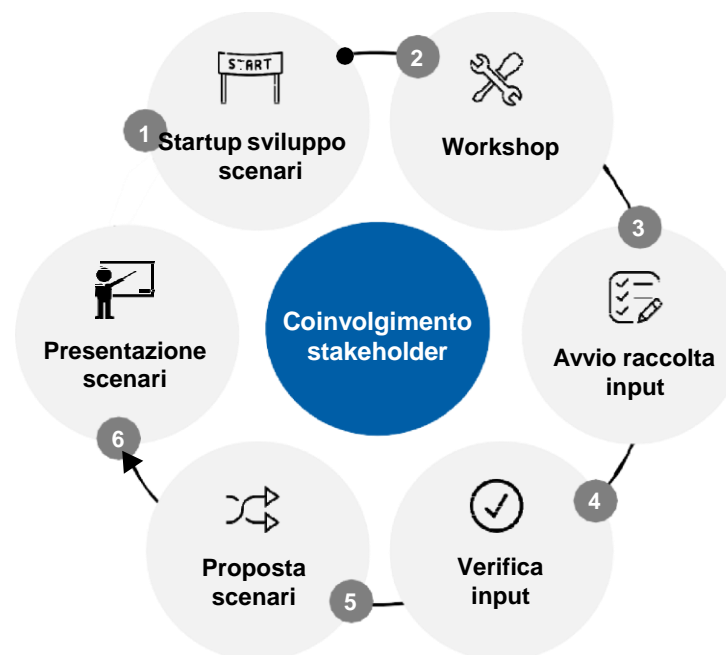
Focus sul processo di definizione degli scenari



Comunicazione trasparente

- **Confronto** per la **costruzione e valutazione degli scenari** energetici futuri, dai quali discendono la **pianificazione elettrica** della RTN e gli **scenari europei**
- **Confronto** per la **definizione delle strategie di sviluppo della RTN** e per il raggiungimento e **superamento degli obiettivi** ambientali **nazionali** ed **europei**

Principali fasi di realizzazione del piano



Il percorso di coinvolgimento degli stakeholder ha contribuito allo sviluppo degli scenari europei e nazionali che sono recepiti e utilizzati da Terna

Costruzione del PdS: scenari

Razionali sottostanti allo scenario di riferimento



	ST	DG	SEN 2030
Scenario			
Domanda elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento della domanda elettrica (+1,3% CAGR 2016-'30) 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della domanda nel riscaldamento e nei trasporti, compensato dal modello prosumer e dall'efficienza energetica • Aumento della flessibilità di domanda sia in ambito domestico che industriale 	<ul style="list-style-type: none"> • Obiettivo SEN del 28% FER sui consumi complessivi al 2030 (55% penetrazione FER elettriche per l'Italia) • Riduzione del 39% al 2030 delle emissioni di CO2 relative agli usi energetici rispetto al valore del 1990
Generazione elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • Crescita generazione a gas per disponibilità della commodity • Parziale spiazzamento del carbone per incremento prezzo CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Diffusione della generazione di piccola taglia trainata da riduzione del costo tecnologico • Sviluppo batterie per il bilanciamento FER piccola taglia 	<ul style="list-style-type: none"> • Dismissione di 8 GW della capacità installata a carbone • Risparmio CO₂ di almeno 15-18 Mton all'anno



Differenti ipotesi/variabili di domanda e generazione elettrica per i 3 scenari, a partire dagli obiettivi definiti a livello europeo e nazionale

Fonte: Elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G e SEN

Costruzione del PdS: Analisi Costi Benefici (ACB)

- Gli interventi di sviluppo rete sono guidati da **razionali di tipo tecnico, economico e ambientale** sulla base di una Cost Benefit Analysis (ACB) che vincola il PdS
- La **Delibera 627/2016** ha introdotto la nuova metodologia di analisi costi benefici (**ACB 2.0**) che ha incluso tra i macro-indicatori economici **nuovi indicatori ambientali**



MACRO-INDICATORI

		ACB 1.0	ACB 2.0
Qualità del servizio e sicurezza		✓	✓
Benefici su MGP		✓	✓
Benefici su MSD			✓
Integrazione RES		✓	✓
Resilienza			✓
Aspetti Ambientali e Sociali			✓

DETTAGLIO INDICATORI AMBIENTALI

- riduzione externalità negative associate a:
 - **emissioni di CO2**
 - **altre emissioni** non CO2 né gas effetto serra (SOx, NOx)
- variazione in termini di **km occupati da infrastrutture** lineari di trasmissione:
 - del territorio occupato da reti elettriche
 - di occupazione di aree di interesse naturale/sociale/paesaggistico

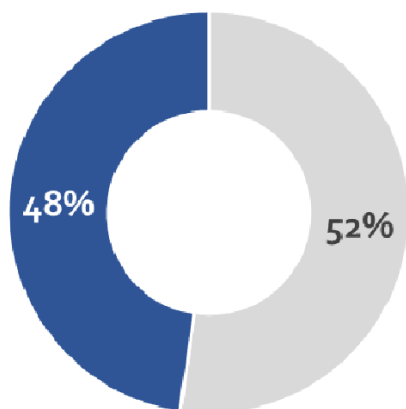
Costruzione del PdS: Analisi Costi Benefici (ACB)

Perimetro di analisi



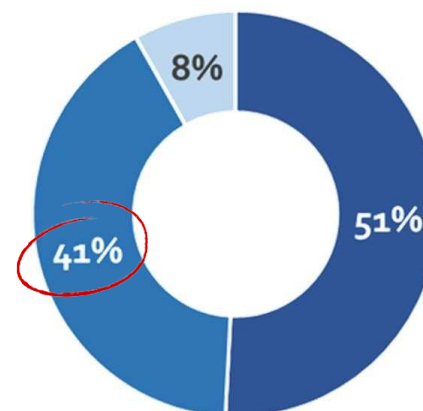
INTERVENTI SOTTOPOSTI AD ACB 2.0 NEL PDS 2017

- Interventi con almeno 1 opera in realizzazione
- Interventi da aggiornare con ACB 2.0 nel PdS 2018



INTERVENTI SOTTOPOSTI AD ACB 2.0 NEL PDS 2018

- Interventi PdS 2017 da aggiornare con ACB 2.0 nel PdS 2018
- Int. prima inclusione in perimetro ACB 2.0 ($15\text{M€} \leq x < 25\text{M€}$)
- Nuovi interventi PdS 2018



~40% degli interventi sottoposti ad ACB 2.0 nel PdS 2018 originariamente esclusi dal perimetro di analisi nel PdS 2017 ($15\text{M€} \leq \text{investimento} < 25\text{M€}$)

~85% degli interventi nel PdS 2018 sono sottoposti ad Analisi Costi-Benefici

Costruzione del PdS: direttrici di intervento

Nuovo approccio Terna alla Sostenibilità nel PdS



- Una strategia focalizzata sull'utilizzo di tecnologie avanzate che favoriscano l'ulteriore sviluppo e la diffusione delle fonti rinnovabili, continuando a garantire gli standard di sicurezza del sistema



- Ogni opera viene concepita, progettata e realizzata sulla base di stringenti analisi in grado di massimizzare i benefici sia ambientali che economici per il sistema

Focus di seguito

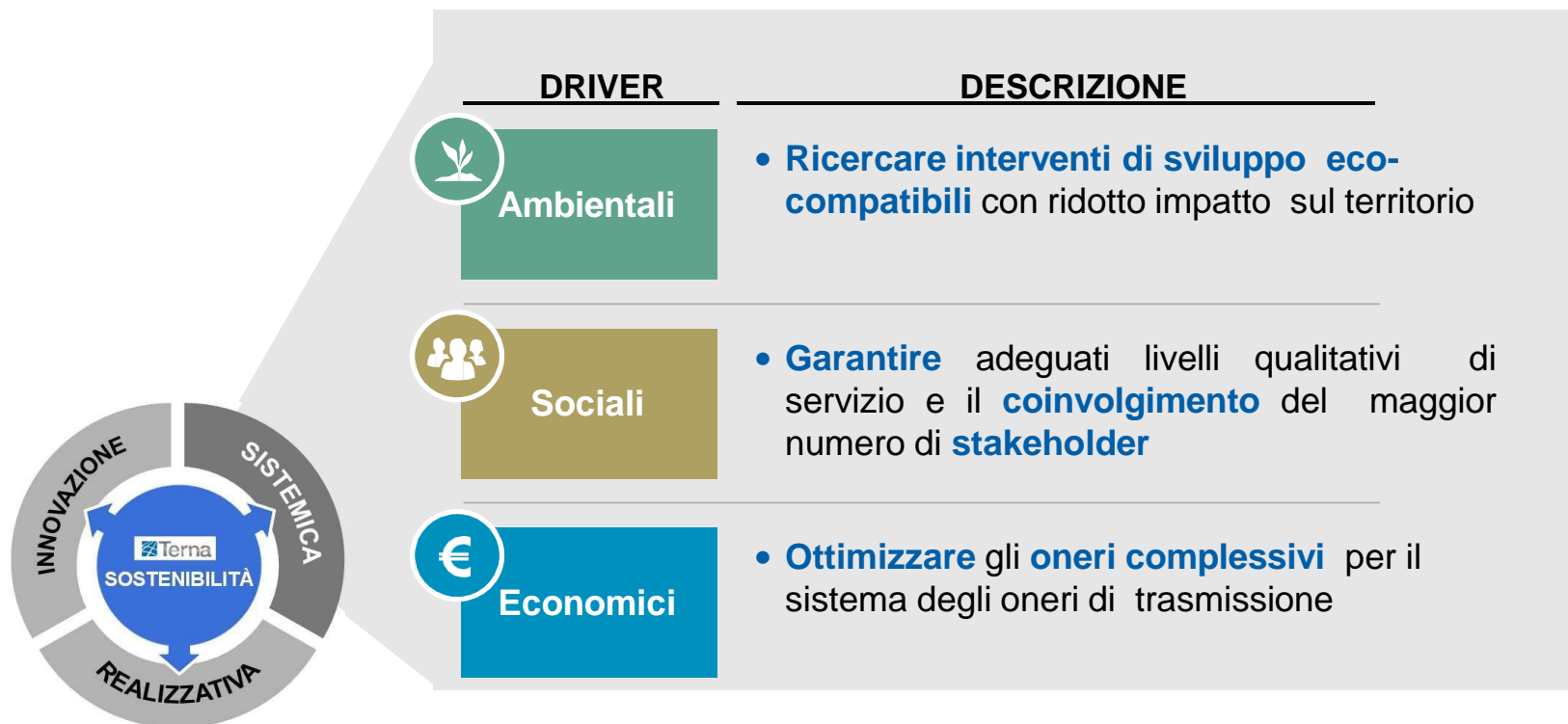
- Ogni opera prevede un iter approfondito di studio e condivisione del progetto con le comunità locali interessate dalle nuove infrastrutture, aumentando sempre più il livello di attenzione verso i territori



L'asse della sostenibilità sistemica è adottato come riferimento per il Piano di Sviluppo in termini di sostenibilità

Costruzione del PdS: direttrici di intervento

Approccio alla **Sostenibilità**: sostenibilità sistemica declinata sui 3 assi



I KPI per la sostenibilità ricercati e ricondotti lungo i tre assi individuati

Costruzione del PdS: direttrici di intervento

Approccio alla **Sostenibilità**: overview degli stakeholder del PdS



Impegno di Terna nel coinvolgimento degli stakeholder per la predisposizione e presentazione del PdS



Agenda

Elementi di novità PdS 2017 vs. 2018

Lo stato della rete

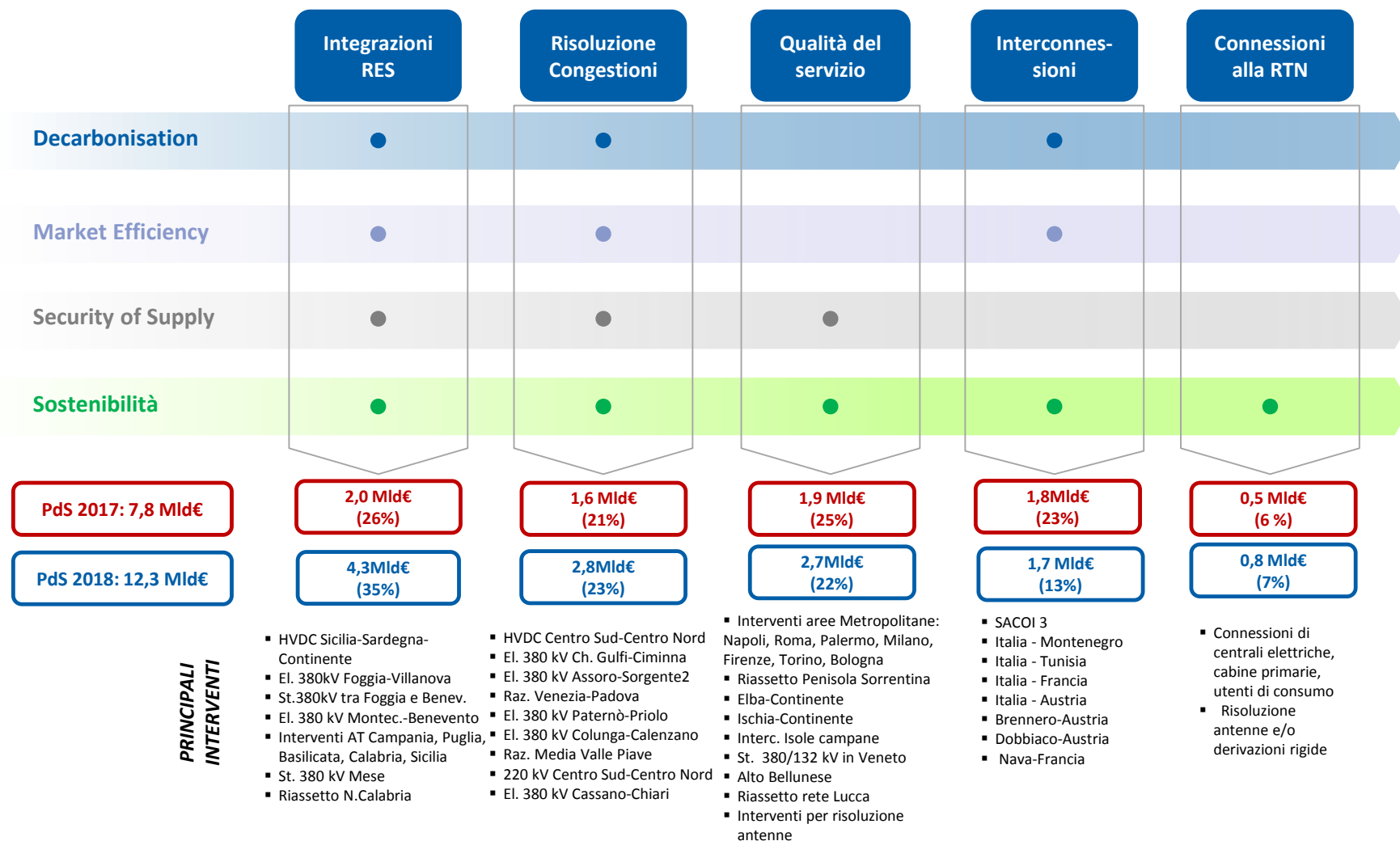
Costruzione del Piano di Sviluppo

Investimenti previsti dal PdS 2018

Risultati attesi

Investimenti previsti a PdS 2018

Vista per beneficio



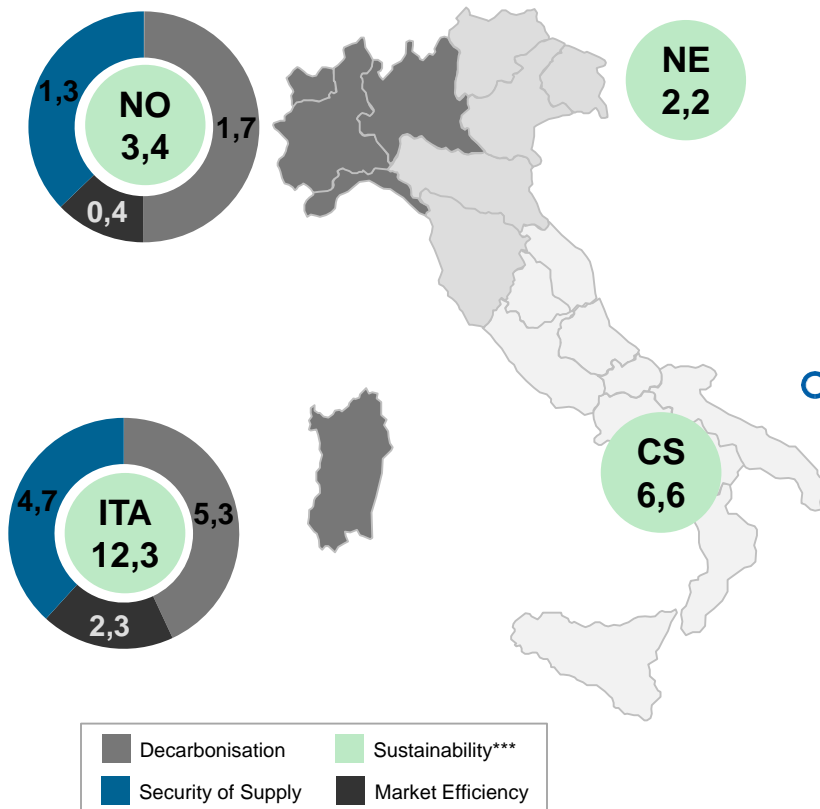
* Ogni intervento/opera classificati sulla base di uno dei benefici principali ma può rispondere anche ad altre categorie

Investimenti previsti a PdS 2018

Vista per driver e per area

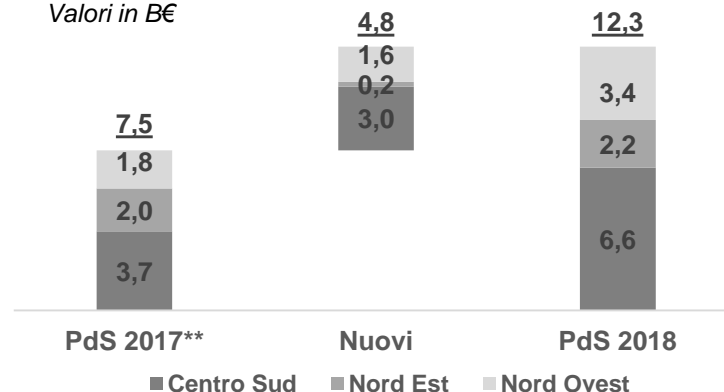
INVESTIMENTI PER AREA E DRIVER

Valori in B€



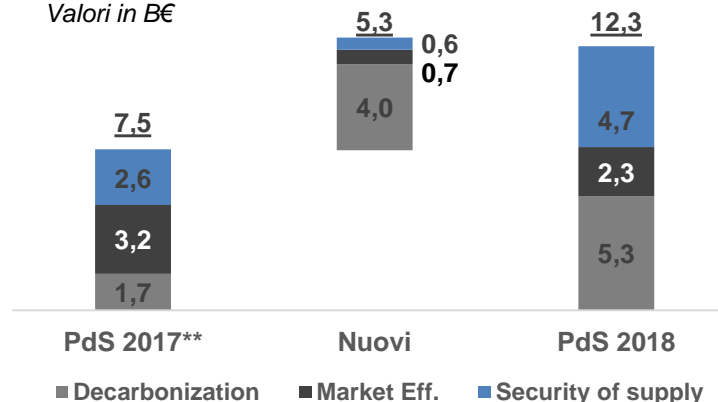
INVESTIMENTI PER AREA*

Valori in B€



INVESTIMENTI PER DRIVER

Valori in B€

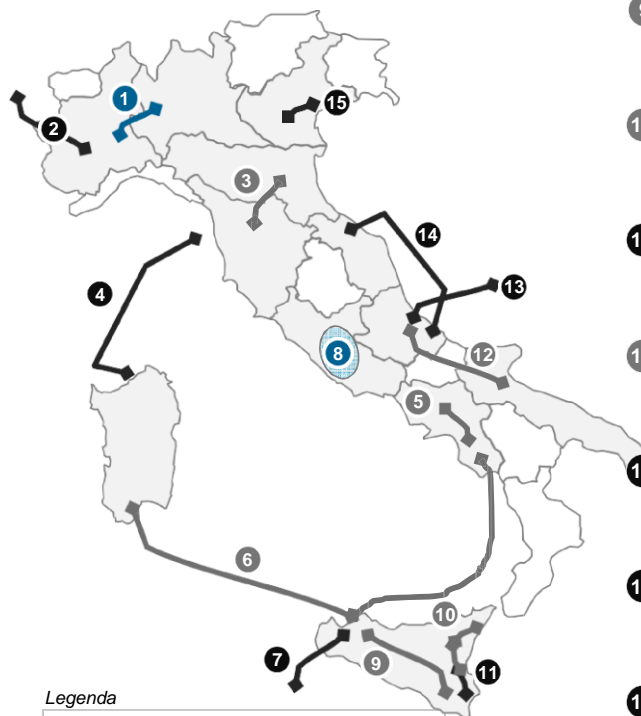


Note: (*) Ipotizzata allocazione dell'investimento nel Cavo HVDC Sardegna – Sicilia – Continente in Area Centro Sud per la porzione tra Sicilia – Continente e in Area Nord Ovest per la porzione tra Sicilia e Sardegna; (**) Rispetto al valore di PdS 2017 pari a 7,8 B€, sono sottratti 0,7 B€ di investimenti effettuati nel 2017 e aggiunti 0,4 M€ di aggiornamento costi standard e/o ridefinizione interventi; (***) La sostenibilità sistemica è trasversale a tutti gli altri driver e guida le scelte e le azioni del Gestore di Rete

Sintesi

Primi 15 interventi inclusi nel PdS (valore ~7 B€)

1	El. 380 kV Trino-Lacchiarella e razionalizz.	380 M€	200 M€	● Security of Supply	● Market Efficiency
2	Interconnessione Italia-Francia	356 M€	182 M€	● Market Efficiency	-
3	El. 380 kV Colunga – Calenzano	181 M€	154 M€	● Decarbonisation	● Market Efficiency
4	Sviluppo interconnessione SA.CO.I	664 M€	570 M€	● Market Efficiency	-
5	El. 380 kV Montec.-Avellino N.-Benevento II	224 M€	141 M€	● Decarbonisation	● Market Efficiency
6	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	2.600 M€	2.600 M€	● Decarbonisation ● Market Efficiency ● Security of Supply	-
7	Nuova interconnessione Italia-Tunisia	300 M€	300 M€	● Market Efficiency	-
8	Riassetto area metropolitana di Roma	443 M€	360 M€	● Security of Supply	-



Legenda

Nome intervento	
Costo stimato totale	Costo residuo
Driver principali	Altro driver applicabile
● Decarbonisation	● Market Efficiency
● Security of Supply	

9	El. 380 kV "Chiamonte Gulfi – Ciminna"*	505 M€	500 M€	● Decarbonisation	● Market Efficiency
10	El. 380 kV Assoro-Sorgente 2-Villafranca*	505 M€	500 M€	● Decarbonisation	● Market Efficiency
11	El. 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	266 M€	155 M€	● Market Efficiency	● Security of Supply
12	El. 380 kV Foggia – Villanova	406 M€	176 M€	● Decarbonisation	● Market Efficiency
13	Interconnessione HVDC Italia - Montenegro	1.150 M€	422 M€	● Market Efficiency	● Market Efficiency
14	HVDC Centro Sud / Centro Nord	1.115 M€	1.115 M€	● Decarbonisation	● Security of Supply
15	Razionalizzazione 380 kV tra VE e PD	240 M€	161 M€	● Market Efficiency	-

Note: Il costo residuo non include la quota spesa nel corso del 2017; * Intervento 9 e 10: valore cumulato

Investimenti previsti PdS 2018

Nuovi interventi PdS 2018 (1/2)

Codice	Nome Intervento	Inv. stimato (M€)	Driver di Piano	Obiettivi intervento
436-N	HVDC Centro Sud / Centro Nord	1.115	Security of supply, Sostenibilità, Market efficiency Decarbonisation	Integrazione FER, Risoluz. cong., SEN 2017
723-N	Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	2.600	Security of supply, Sostenibilità, Market efficiency Decarbonisation	Integrazione FER, Risoluz. cong., SEN 2017
158-N	Stazione 220 kV Villeneuve	5	Security of supply	Qualità del servizio
159-N	Stazione 132 kV Villadossola	5	Security of supply	Qualità del servizio
160-N	Nuova interconnessione 132 kV "Nava – S. Dalmas"	10	Security of supply	Interconnessioni, Resilienza, SEN 2017
155-N	Stazione 132 kV Novara Est	5	Security of supply	Qualità del servizio
154-N	Riassetto lago di Como	7	Security of supply, Sostenibilità	Qualità del servizio
156-N	Razionalizz. rete 132 kV Cislago-Castellanza-Olgiate O.	5	Security of supply	Qualità del servizio
252-N	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria	55	Market efficiency	Interconnessioni, Resilienza
251-N	Stazione 132 kV Vipiteno	7	Security of supply	Integrazione FER, Qualità del servizio, Integrazione RFI
249-N	Stazione 220/132 kV S.Floriano	15	Decarbonisation	Integrazione FER, Qualità del servizio, Resilienza, Integrazione RFI
250-N	Riassetto rete Caneva	4	Security of supply	Integrazione FER, Qualità del servizio

Previsti nuovi investimenti per un importo complessivo pari a circa 4 B€

Investimenti previsti PdS 2018

Nuovi interventi PdS 2018 (2/2)

Codice	Nome Intervento	Inv. stimato (M€)	Driver di Piano	Obiettivi intervento
253-N	Stazione 220/132 kV Padriciano	11	Security of supply	Qualità del servizio, Resilienza
346-N	Stazione 220 kV Colorno	9	Security of supply	Qualità del servizio, Resilienza, Integrazione RFI
345-N	Stazione 380/132 kV Larderello	23	Decarbonisation	Integrazione FER, Qualità del servizio, Risoluz. cong., Integrazione RFI
434-N	Nuovo collegamento AT "SSE Carrito FS-CP Collarmente"	7	Security of supply, Sostenibilità	Qualità del servizio, Resilienza, Integrazione RFI
435-N	Nuovo collegamento AT "SSE Carsoli FS - CP Carsoli"	5	Security of supply, Sostenibilità	Qualità del servizio, Resilienza, Integrazione RFI
537-N	Elettrodotto 220 kV Arenella – Colli Aminei	8	Security of supply	Qualità del servizio
538-N	Stazione 380/150 kV Deliceto	4	Decarbonisation	Integrazione FER
540-N	Stazione 150 kV Tanagro	6	Decarbonisation, Security of supply	Integrazione FER, Qualità del servizio
541-N	Stazione 150 kV Bussento	6	Security of supply, Market efficiency	Qualità del servizio
539-N	Stazione 380/150 kV Galatina	2	Decarbonisation, Security of supply	Integrazione FER, Qualità del servizio
542-N	Sviluppi rete AT Calabria Nord Ionica	14	Security of supply	Qualità del servizio
724-N	Adeguamento SE Rumanca	10	Security of supply	Qualità del servizio

Investimenti previsti a PdS 2018

Focus: sezionatori motorizzati per Resilienza

Area Territoriale	Sezionatori motorizzati	Inv. 2018-2022 (K€)	Inv. post 2022 (K€)
Nord-Ovest	132 kV Deltacogne	4.145	500
	132 kV Ocava		
	132 kV Acc. Metalfar Erba		
	132 kV Signayes		
	132 kV Frati		
	132 kV O.R.I. martin		
	132 kV I.R.O.		
Nord-Est	132 kV derivazione Campolongo	6.160	-
	132 kV derivazione S.Benedetto		
	132 kV derivazione Sesto al Reghena		
	132 kV derivazione Marostica		
	132 kV derivazione Le Fabbriche		
	132 kV derivazione Roncobilaccio		
	132 kV derivazione Fiorenzuola		
	132 kV derivazione Vaiano (2)		
132 kV derivazione Grizzana			
Centro-Sud	132 kV Monte S. Giusto – Civitanova	4.950	-
	132 kV Porto S. Elpidio – Colmarino		
	132 kV Rosara – Porto D'Ascoli		
	150 kV S.Omero – Alba Adriatica		
	132 kV Giulianova – Roseto		
	150 kV Ortona – Lanciano		
	150 kV Lanciano – Vasto		
	220 kV Montorio – Candia cd Rosara, Abbadia		
Totale		15.255	500

Investimenti relativi a sezionatori motorizzati per incremento flessibilità di esercizio della rete pari a circa 16 M€ nell'orizzonte di Piano



Agenda

Elementi di novità PdS 2017 vs. 2018

Lo stato della rete

Costruzione del Piano di Sviluppo

Investimenti previsti dal PdS 2018

Risultati attesi

Risultati attesi

Driver di Piano - Sostenibilità: overview KPIs del PdS 2018

Ambiente



Penetrazione FER: penetrazione (%) della generazione da Fonti Rinnovabili su tot. consumi elettrici all'ultimo anno di Piano;



Potenza FER connettibile: potenza impianti FER potenzialmente connettabili alla rete grazie ai nuovi sviluppi nel Piano;



FER over generation: quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili e non dispacciata a causa di limiti tecnici della rete^(*);



Copertura domanda da FER: ore nell'ultimo anno di Piano in cui la produzione FER potrebbe coprire la domanda elettrica^(*);



Riduzione emissioni: emissioni evitate di gas ad effetto serra (CO2, SOx, NOx, PM), grazie agli interventi del PdS;



Riutilizzo di infrastrutture rete: km lineari di infrastrutture oggetto di interventi di rifunzionalizzazione o riclassamento;



Demolizioni di infrastrutture dismesse: km di linee obsolete demolite nell'orizzonte di Piano.

Società



Riduzione Energia non Fornita: riduzione dell'energia non fornita (ENS^(**)) nell'orizzonte di Piano;



Interramenti: % di km di nuove realizzazioni (RTN) in cavo sul totale dei km di linee da realizzare nell'orizzonte di Piano.

Economia



Efficienza Energetica della rete: ammontare delle perdite della rete (TWh/anno);



Investimenti complessivi PdS: valore complessivo della spesa per investimenti relativa agli interventi previsti a PdS.

Ambiente, società ed economia sono i tre ambiti della sostenibilità su cui si basa lo schema di riferimento adottato da Terna

Risultati attesi

Piano di Sviluppo 2018 - Risultati attesi KPIs



Ambientali(*)


55%

 Penetrazione
FER

CO₂
8,5
Mt/anno

 Riduzione
emissioni CO₂

49

GW

 Potenza FER
connettibile

NOx
7,2
kt/anno

 Riduzione
emissioni NOx

15

TWh/anno

 Over generation
(FER)

SO₂
1,3
kt/anno

 Riduzione
emissioni SO₂

473

Ore/anno

 Copertura
domanda
100% FER

PM10
0,1
kt/anno

 Riduzione
emissioni PM10

5,7

'000/km

 Infrastrutture
riutilizzate

2,5
'000/km

 Demolizioni rete
dismesse


Economici


1,6

TWh/anno

 Efficienza
energetica(**)

~12 B€

totali

 Investimenti
complessivi
PdS


Sociali


-168

GWh

ENS(***)


49%

 Interramenti
(su tot. nuovi
km realizzati)(****)

Previsti al 2030 fino a 5.700 km di infrastrutture riutilizzate, nuove linee in cavo pari al 49% dei km totali realizzati ex novo ed una riduzione di CO₂ pari a max ~8,5 Mt/anno



Consultazione Piano di Sviluppo 2018

Contenuti ed elementi di novità

GRAZIE PER L'ATTENZIONE

domande?

Roma, 02 Luglio 2018