



# Piano di Sviluppo della Rete 2018

Comitato Consultazione Utenti della Rete

Roma, 31 Gennaio 2018



---

## Executive Summary

- **Il 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 particolar modo definite con le dlb. 627/16 e 856/17) in termini di **nuovi requisiti e trasparenza**
  - Sviluppa il **driver della Sostenibilità Sistemica, declinato sugli assi Ambiente, Economia e Società**, e misurato tramite indicatori ben definiti
  - Introduce il nuovo **indicatore della resilienza** (già presentato all'ARERA) il cui sviluppo è stato accelerato dagli eventi atmosferici dello scorso anno
  - Analizza gli **scenari attesi** (ENTSO-E\* e SEN, rispettando le indicazioni dell'ARERA), al fine **evidenziare come Terna sia al passo con le sfide future**
- In aggiunta si è data **rilevanza all'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 stakeholders nel 2017**, dal **Comitato Utenti**, alle **ONG**, passando dalla consultazione **Merchant line** (nuova iniziativa di quest'anno)

Note: (\*) European Network of Transmission System Operators for Electricity



# Agenda

---

## Processo di pianificazione della RTN

---

Lo stato della rete

Costruzione del Piano di Sviluppo della rete

Investimenti previsti a PdS 2018

Risultati attesi

Allegati

# Processo di pianificazione della RTN

## Obiettivi e linee guida generali

### Il PdS è realizzato....

...per perseguire gli **obiettivi indicati dal Disciplinare di Concessione...**

... per illustrare le **linee di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale...**

...anche alla luce di metodologie di valutazione dei benefici e planning degli interventi

#### I PRINCIPALI OBIETTIVI GENERALI SONO:

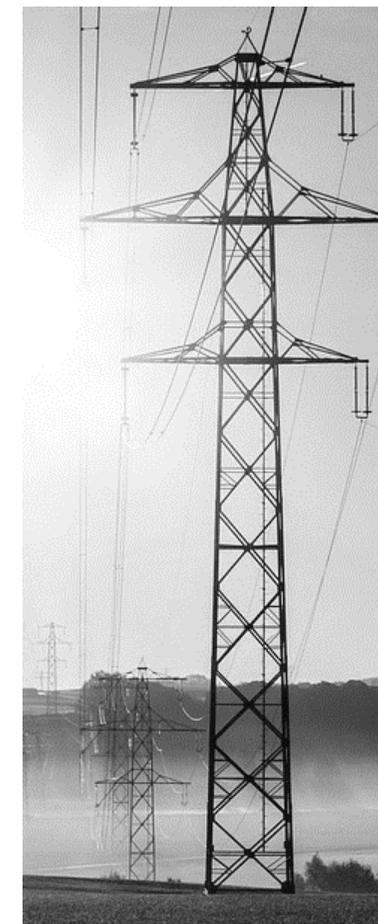
- Assicurare la **sicurezza, l'affidabilità e la continuità della rete**
- Deliberare gli interventi per l'efficienza e **sviluppo del sistema di trasmissione**
- Promuovere la **tutela dell'ambiente**

#### LE LINEE DI SVILUPPO SONO DEFINITE SULLA BASE DI:

- Andamento del **fabbisogno energetico** e della previsione della **domanda**
- Necessità di **potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero**
- Necessità di **ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali**
- Richieste di connessione alla RTN

#### FOCUS E APPROFONDIMENTI:

- **Analisi costi-benefici degli interventi** e **individuazione degli interventi prioritari** per la sicurezza
- Stima **tempi di esecuzione** e dell'**impegno economico**
- Focus sulle **infrastrutture per lo sviluppo delle FER** per favorire il raggiungimento dei target nazionali
- Avanzamento dei piani precedenti



# Processo di pianificazione della RTN

## Riferimenti normativi

**Al fine di assicurare uno sviluppo della RTN** in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, **la Concessionaria predispone annualmente un Piano di Sviluppo sulla base dei seguenti riferimenti normativi:**

1

### Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento

- Decreto MISE (\*) 20 aprile 2005, modificato ed aggiornato con decreto MISE 15 dicembre 2010
- D. Lgs 93/11 Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale

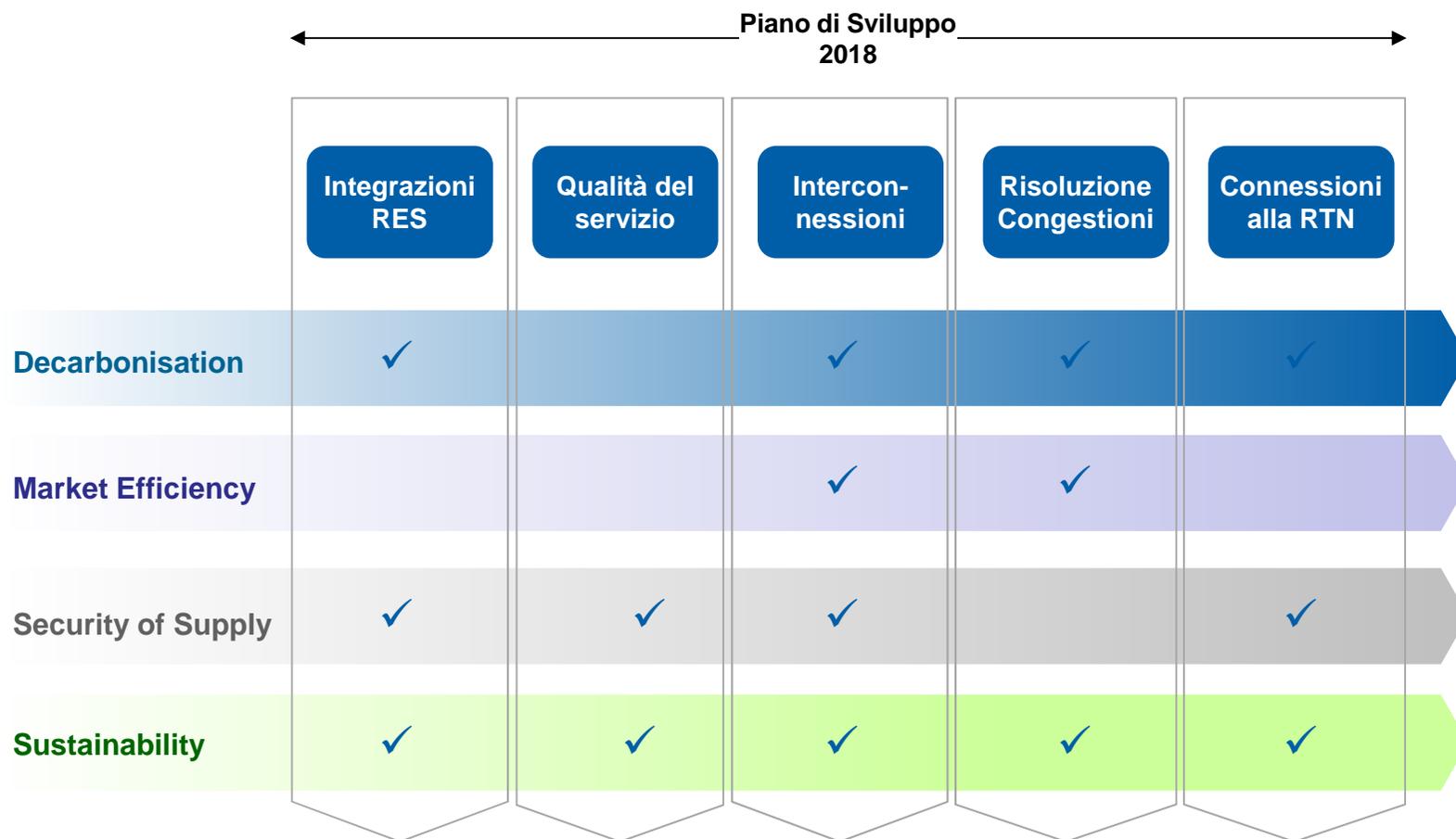
2

### Disposizioni Regolatorie

- **AEEGSI Del. 654/2015** - Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023
- **AEEGSI Del. 627/2016** - «Disposizioni per la consultazione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del piano per le valutazioni di competenza dell'autorità»
- **AEEGSI del. 856/2017** approvato la metodologia costi standard prevedendone l'inserimento nel Codice di Rete (allegato costi standard)

# Processo di pianificazione della RTN

## Driver del PdS 2018



**A partire dal PdS 2018 è stato introdotto anche il nuovo driver della Sostenibilità declinato in indicatori con i quali Terna si confronta con gli Stakeholder**



---

# Processo di pianificazione della RTN

## Linee Guida nella predisposizione del nuovo Piano di Sviluppo

- Recepimento (e rappresentazione) dei **driver** di sviluppo: **Decarbonisation**, **Market Efficiency**, **Security of Supply** e **Sostenibilità Ambientale**
- Allineamento agli **indirizzi della SEN**, tra cui la de-carbonizzazione e phase-out del carbone, e agli **scenari ENTSOs** (*Distributed generation* e *Sustainable transition*)
- Evidenza dell'impegno volto ad una maggiore **selettività e trasparenza** verso tutti gli **stakeholders**
- Ottimizzazione dell'**efficacia comunicativa** del PdS sia in termini di contenuto che di rappresentazione delle informazioni
- Recepimento della **nuova metodologia costi standard** nella valutazione ACB dei nuovi interventi proposti a PdS



# Agenda

---

Processo di pianificazione della RTN

**Lo stato della rete**



Costruzione del Piano di Sviluppo della rete

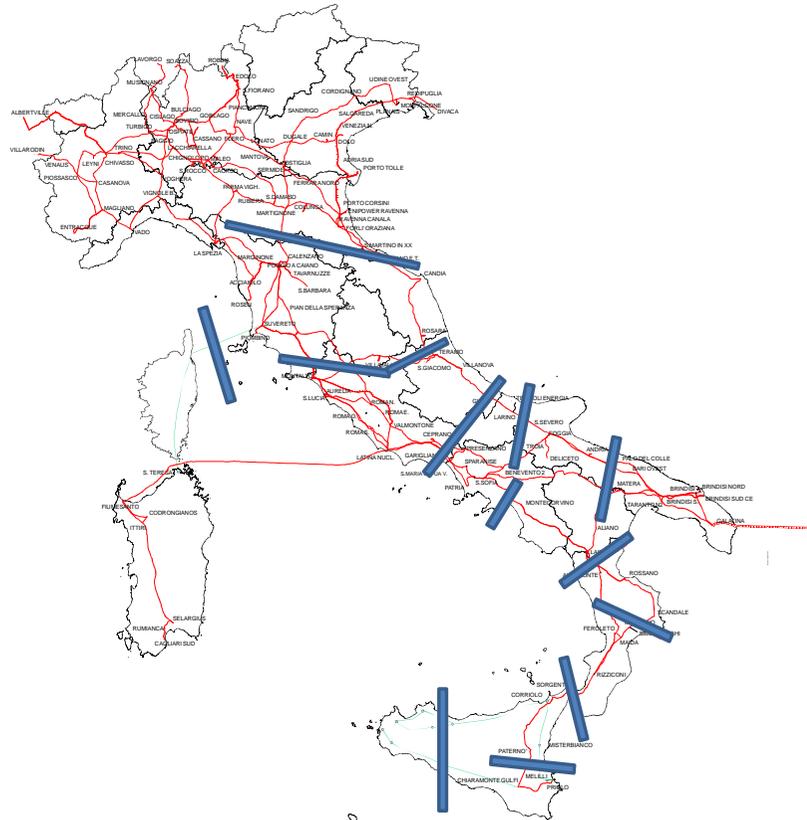
Investimenti previsti a PdS 2018

Risultati attesi

Allegati

# 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 **diretrici**
  - **nord verso il centro-nord** per effetto delle interconnessioni con l'estero e delle centrali presenti nell'area nord
  - **sud verso il 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**

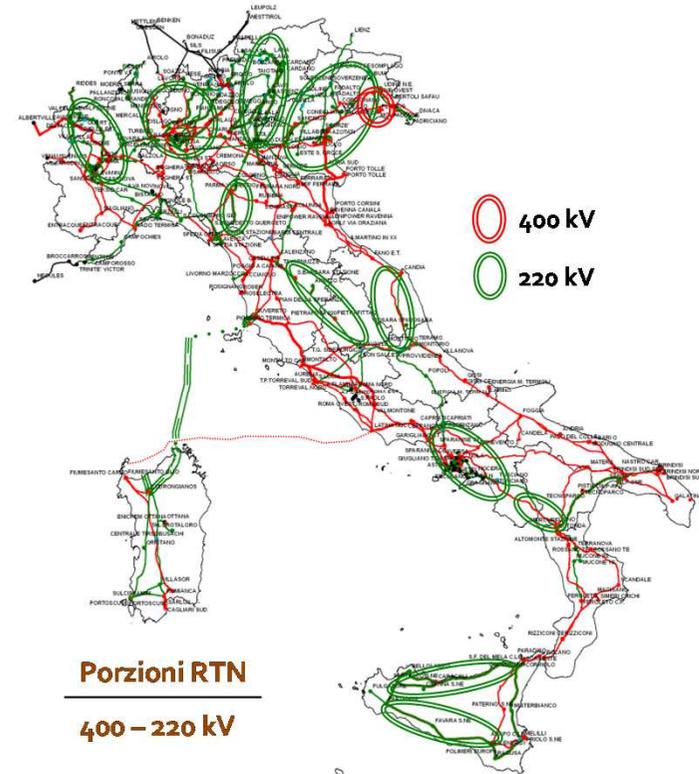
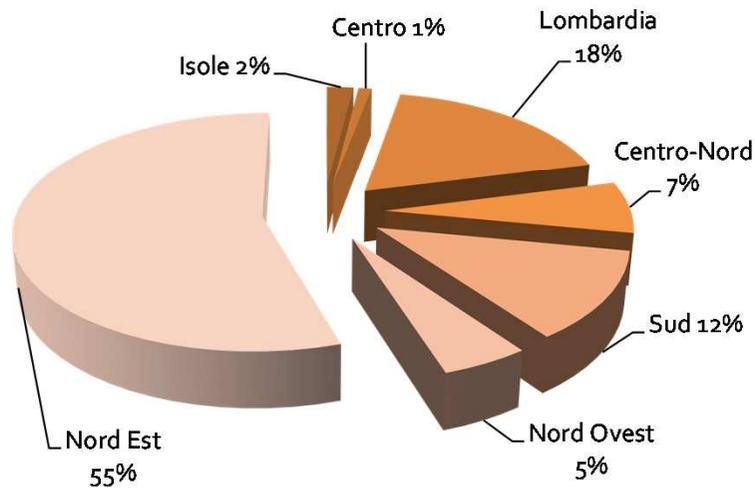
# Lo stato della rete

## 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

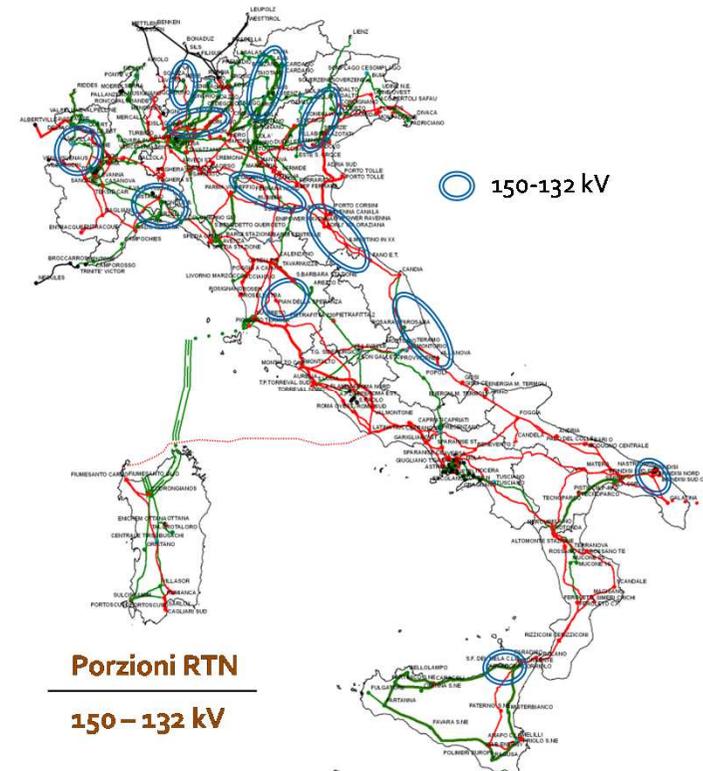
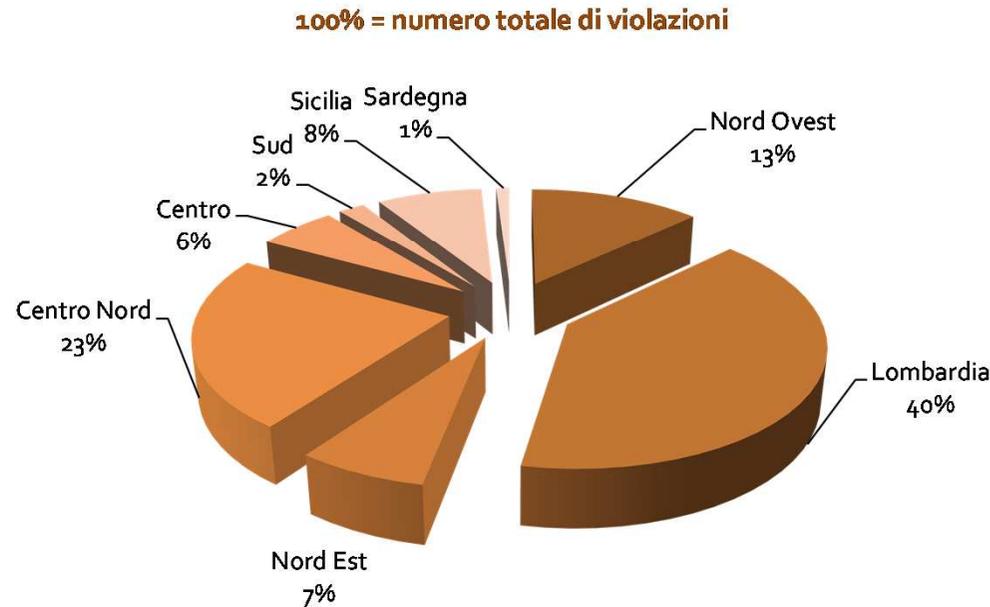


- Nell'area **Nord Est** si concentrano una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati per scarsa magliatura della rete che ostacola i transiti della potenza proveniente dalla frontiera austro-slovena
- In **Lombardia** i rischi sono concentrati sulla rete in prossimità della città di Milano
- Al **Sud** i sovraccarichi sono 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 quantificavi di produzione dalla **Calabria** e dalla **Puglia verso la Campania**

# Lo stato della rete

## Aree con criticità su rete AT: distribuzione dei 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



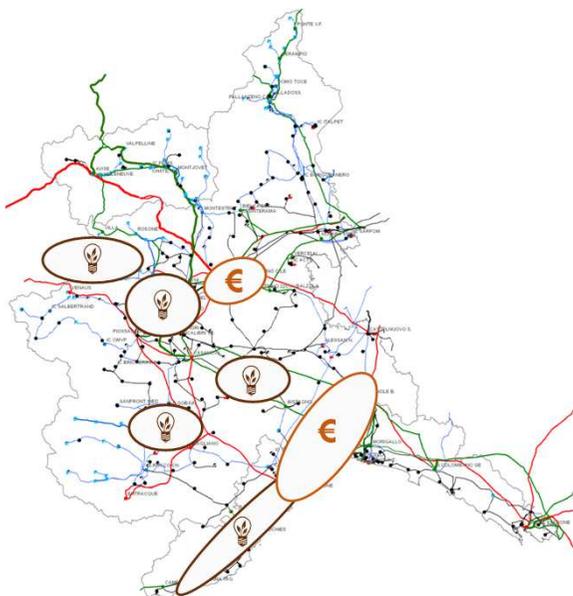
- **Lombardia:** rischi di sovraccarico si registrano con particolare concentrazione nelle aree Pavia, Cremona e Bergamo; ulteriori criticità sono sottese alle stazioni di Verderio, Lonato, Dalmine e La Casella
- **Centro Nord:** la carenza di adeguata capacità di trasporto sulla rete primaria determina sovraccarichi sulla rete di sub trasmissione dal momento che l'intero sistema adriatico si basa su tre stazioni di trasformazione 380 kV (Candia, Rosia e Villanova); un'altra porzione di rete critica è quella che alimenta la provincia di Pescara, in particolare i collegamenti verso la città che rappresentano sfruttamenti al limite della portata
- **Nord Ovest:** Il trend di crescita dei consumi confermano fortemente critiche le aree comprese tra Vicenza Treviso e Padova; inoltre la presenza di numerose centrali 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

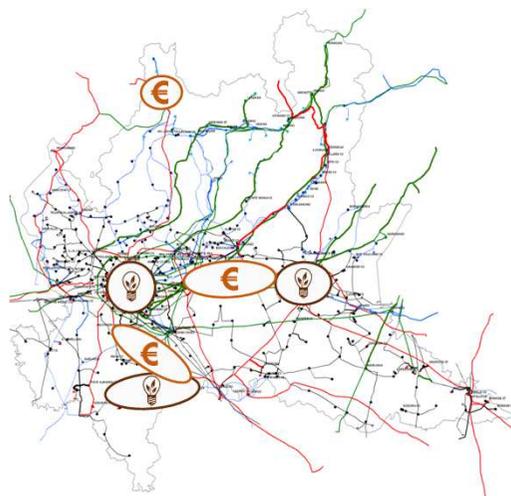
## Aree con criticità su rete AT/AAT: focus area Nord



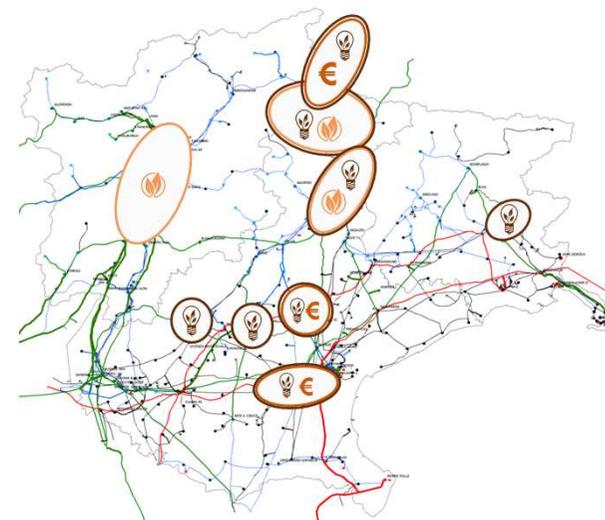
### NORD OVEST



### NORD



### NORD EST



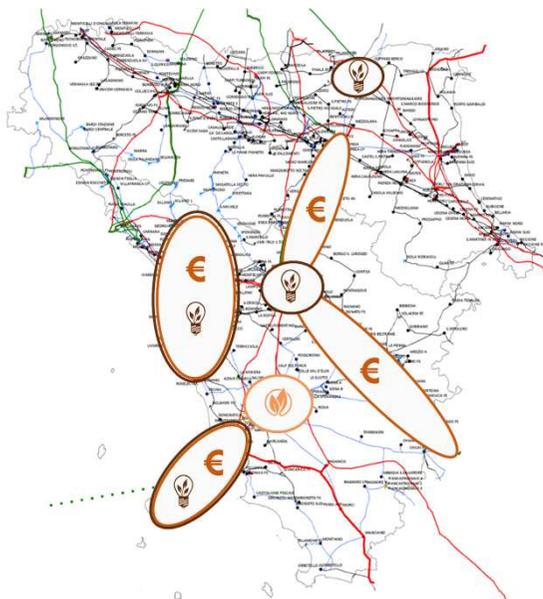
- **Nord-Est:** si concentra qui una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale; le aree del Veneto e del Friuli Venezia Giulia continuano ad essere caratterizzate da limitazioni di capacità di trasporto che possono ostacolare il transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato
- **Nord-Ovest:** le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale verso i centri di consumo, sono interessate da elevati transiti di potenza. Si evidenziano i sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti 400/220 kV della Liguria occidentale

# Lo stato della rete

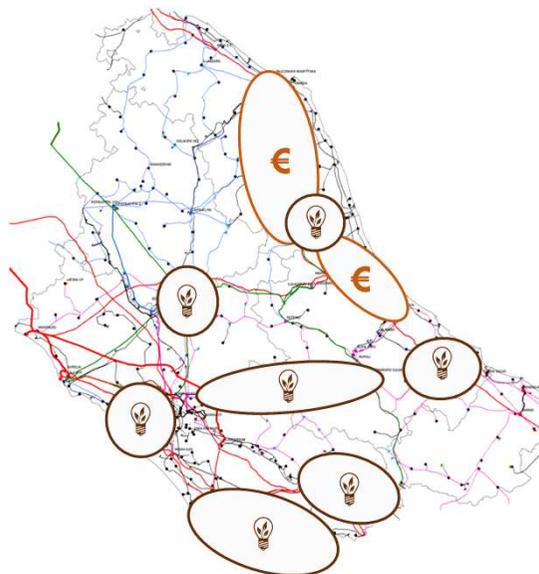
## Aree con criticità su rete AT/AAT: focus area Centro



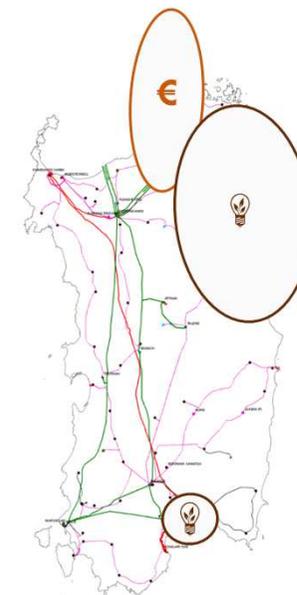
### CENTRO NORD



### CENTRO



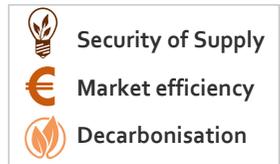
### SARDEGNA



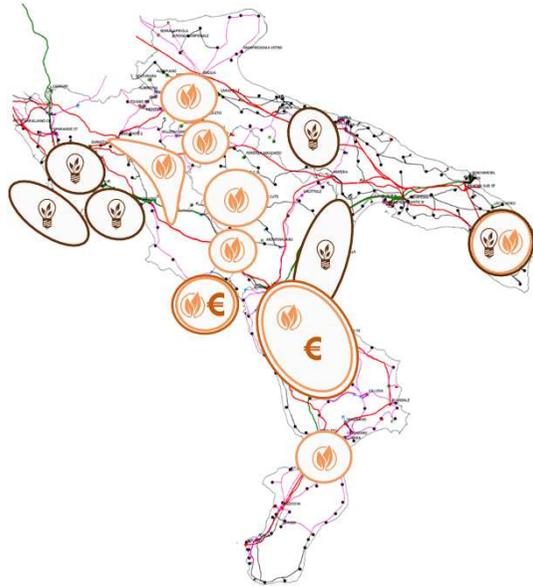
- **Centro Nord:** si riscontrano sovraccarichi delle linee a 400 e 220 kV interessate dal transito dell'energia sulla sezione Nord — Centro Nord
- **Centro Italia:** si evidenziano rischi di sovraccarico sulle arterie 220 kV che attraversano Umbria, alto Lazio e Abruzzo e sovraccarichi di alcune trasformazioni presso gli impianti 400 - 220 kV
- **Sardegna:** limitazioni di capacità di trasporto della rete verso il continente (ie. SACOI) con sovraccarichi sulla rete 150 kV nell'area della Gallura in particolar durante la stagione estiva

# Lo stato della rete

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

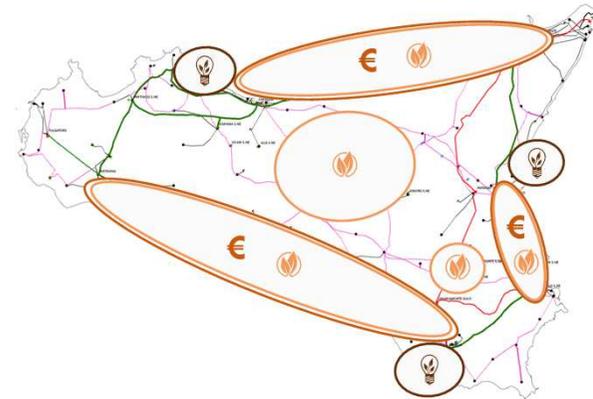


### SUD



- Consistenti fenomeni di trasporto di energia che dalle aree di produzione della Puglia e Calabria è convogliata verso le aree di carico della Campania e del 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 eventi di sovraccarico diffusi relativamente alla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione interna. In particolare problemi si riscontrano sulle arterie tra i centri di carico di Palermo e Messina e sulle linee afferenti il polo di produzione di Priolo.



# Agenda

---

Processo di pianificazione della RTN

Lo stato della rete

**Costruzione del Piano di Sviluppo della rete**



Investimenti previsti a PdS 2018

Risultati attesi

Allegati

# Costruzione del Piano

## Fasi del processo di predisposizione del PdS 2018

◆ Milestone



**Due milestone di condivisione delle evidenze con il Comitato Utenti**

Fonte: (\*) Analisi Costi Benefici

# Costruzione del Piano

## Nuova struttura dell'indice del PdS

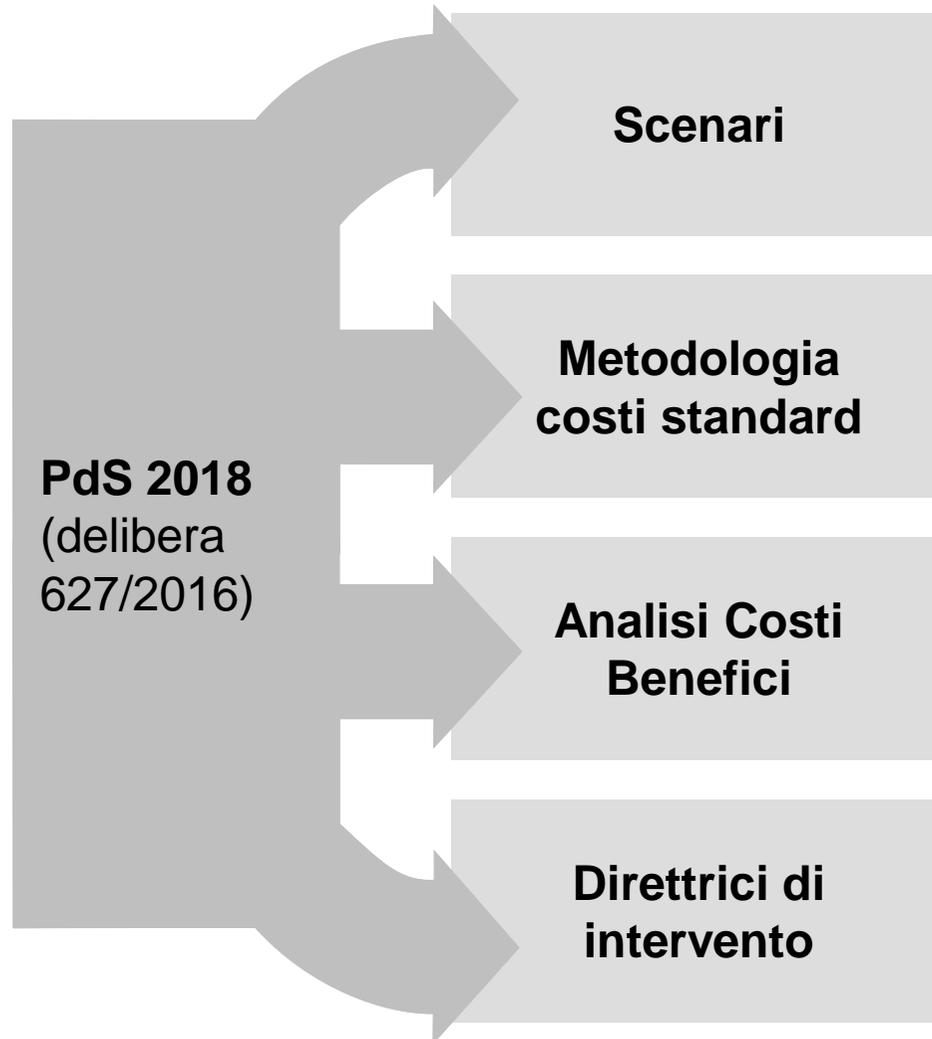
### INDICE PDS 2018

### SINTESI DEL CONTENUTO

1	Processo di pianificazione della rete elettrica	• <b>Driver di sviluppo, obiettivi e criteri del processo di pianificazione</b>
2	La rete oggi	• <b>Consistenza della rete, bilancio energetico nazionale e stato del mercato elettrico</b>
3	Scenari	• Descrizione degli <b>scenari europei (ENTSO), nazionali e SEN</b>
4	Necessità di sviluppo	• Presentazione dei <b>limiti prospettici della rete a consistenze attuali</b> sulla base degli scenari
5	Nuovi sviluppi	• Presentazione dei <b>nuovi interventi di sviluppo</b> previsti a Piano
6	Benefici per il sistema	• Indicazione degli <b>effetti dei nuovi interventi</b> sul sistema

# Costruzione del Piano

## 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**

# Costruzione del Piano: scenari

## Focus sul processo di definizione degli scenari (1/2)

### 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 Piano: scenari

Vista d'insieme degli scenari e applicazione (anno target 2030)

● Europei ● Nazionali ●

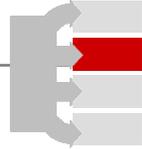
Scenario		Sustainable Transition (ST)	Distributed Generation (DG)	EUCO30	SEN 2030**
Owner		ENTSO-E / ENTSO-G (TYNDP '18)			SEN
Approccio		Bottom-up	Top-down		
Domanda e offerta	Domanda (TWh)	359	375	317	334 <i>Ipotesi Terna su scenario SEN</i>
	FER* (GW)	69	90	80	100
	Carbone* (GW)	6	3	9	0
Utilizzo	Analisi di Sistema	✓	✓	-	✓
	ACB	✓	✓	-	(***)

**Selezionati 3 scenari di riferimento per testare il Sistema Elettrico al 2030 e definire le necessità di sviluppo**

Note: (\*) Capacità installata lorda; (\*\*) La SEN prevede anche 5 GW di accumuli aggiuntivi; (\*\*\*) Analisi effettuata esclusivamente per l'intervento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna  
Fonte: Elaborazioni Terna su dati Comunità Europea, ENTSO-E, ENTSO-G e SEN



# Costruzione del Piano: metodologia costi standard

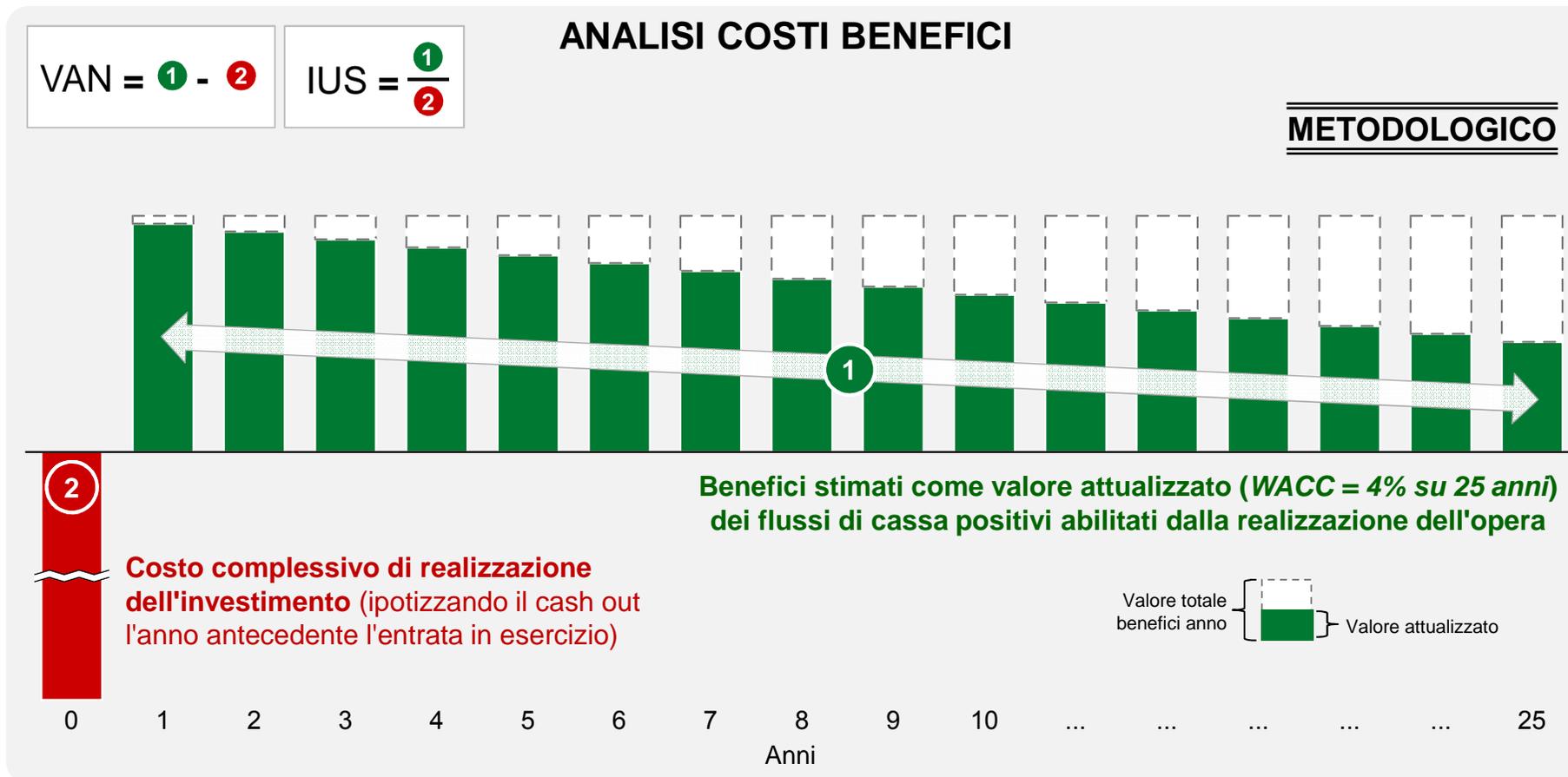
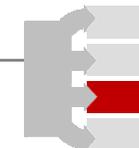


## Overview

- Con la delibera AEEGSI 627/16 si introducono **nuove logiche di analisi costi benefici** orientate a promuovere la pianificazione degli investimenti secondo nuovi criteri di **selettività** e **utilità** per il sistema
- **Obiettivi del Regolatore: maggiore trasparenza e completezza delle informazioni tecnico-economiche**, al fine di evitare sovrastime dei benefici o sottostime di costo
- La delibera 627/16 prevede anche che a partire dal Piano di Sviluppo (PdS) 2018 i costi degli **investimenti** siano **valorizzati** in accordo **con** una **metodologia** basata su **costi standard**
- **A maggio Terna ha presentato all' Autorità una proposta di metodologia, approvata in data 14 dicembre 2017** con delibera 856/17
- **A giugno Terna ha avviato un progetto il cui obiettivo è la definizione di un modello standard per la pianificazione degli investimenti**, in accordo con la metodologia presentata
- **Applicazione parziale della metodologia costi standard** per la stima degli investimenti del **PdS 2018** **applicazione totale** prevista **a partire dal PdS 2019**

# Nuove logiche dell'Analisi Costi Benefici (ACB)

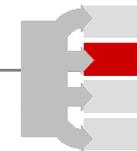
## Analisi Costi Benefici (ACB): overview del meccanismo



**L'analisi costi benefici verifica che ogni investimento generi benefici per gli utenti e il sistema in misura superiore ai costi sostenuti per la sua realizzazione**

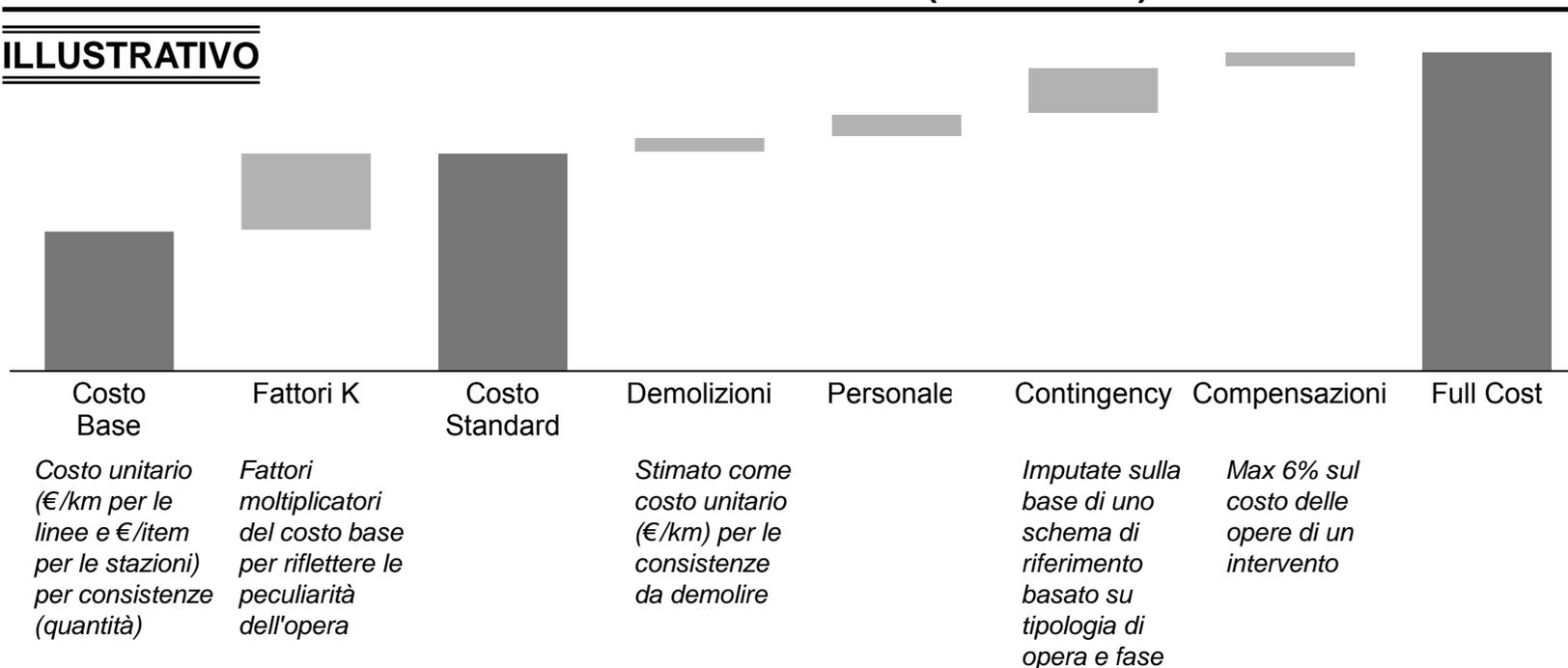
# Nuove logiche dell'Analisi Costi Benefici (ACB)

## Costi Standard: modello di calcolo



### COMPONENTI DEL CAPEX (FULL COST)

**ILLUSTRATIVO**



**Costo base definito per le 3 cluster di tipologie di Opere** (Linee Aeree, Linee in Cavo, Stazioni) a loro volta **suddivise in categorie base** (e.g., 1 km linea aerea 380kV in singola terna 2000 MVA - traliccio): **11** per linee aeree, **22** per linee in cavo, **67** per stazioni, per un totale di **100 categorie base**

**La nuova metodologia definisce uno schema di riferimento per la stima del full cost di ogni intervento**

# Nuove logiche dell'Analisi Costi Benefici (ACB)

## Analisi Costi Benefici (ACB): sintesi normativa

In continuità con la proposta di favorire logiche di pianificazione e di regolazione ispirate a criteri di **selettività** degli investimenti, focalizzati sull'**utilità** per il sistema elettrico, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha deliberato il 4 Novembre 2016 le «*Disposizioni per la consultazione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del piano per le valutazioni di competenza dell'autorità*» (Del. 627/2016)

### 1 Nuove modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo

- definisce i requisiti minimi in materia di **completezza e trasparenza delle informazioni** relative agli interventi di sviluppo, incluse le merchant line
- prescrive un documento sugli **scenari di Piano** (con cadenza biennale), ed uno sui dettagli della **metodologia ACB 2.0** (da inserire anche nel Codice di Rete)
- prevede che sia data informativa delle **interazioni con gli utenti della rete**

### 2 Nuova metodologia ACB\* 2.0

- allinea i criteri e i metodi a quanto avviene in ambito ENTSO-E
- prescrive l'utilizzo di **un orizzonte di tre anni e cinque scenari** per l'applicazione dell' ACB
- prescrive l'applicazione della **nuova ACB per tutti gli interventi con CAPEX ≥15 M€** (inclusi quelli in realizzazione) per il PdS 2018
- introduce indicatori di **natura ambientale e sociale** (in aggiunta a quelli elettrici).

### 3 Altre prescrizioni

- trasmissione (dall'aprile 2017) di un'informativa sulla **spesa di investimento quinquennale** degli interventi del Piano più recente
- pubblicazione con cadenza biennale della previsione della **domanda di potenza elettrica** con orizzonte **non inferiore a 20 anni**

Note: (\*) Analisi Costi Benefici

# Nuove logiche dell'Analisi Costi Benefici (ACB)

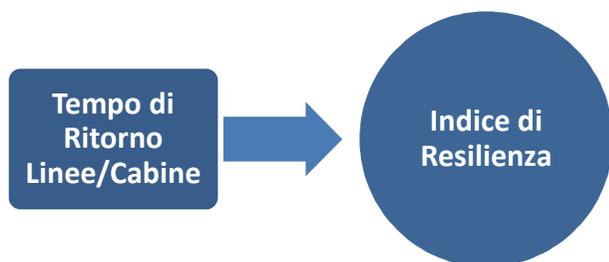
## Nuovo indicatore della resilienza

Al fine di definire una metodologia di calcolo che integri l'attuale impostazione è stato istituito un Gruppo di lavoro congiunto TERNA / RSE

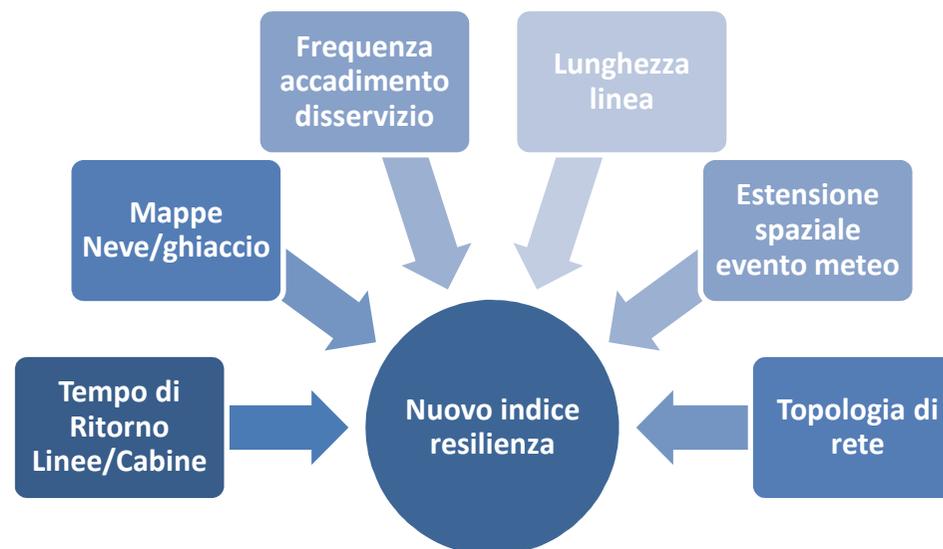


DIEU  
2/2017

METODOLOGIA ESISTENTE



PROPOSTA DI REVISIONE



Da un approccio componentistico considerato solo Tempo di ritorno\* di una linea / cabina...



...ad un approccio **sistemico** che tiene conto delle peculiarità del contesto reale

*Indice di tenuta alle sollecitazioni*

Note: (\*) Intervallo di tempo tra ricorrenze successive di un'azione climatica di ampiezza minima definita (CEI EN 50341-2-13) che porta al collasso strutturale della linea

Ulteriori dettagli  
in allegato

# Costruzione del Piano: 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

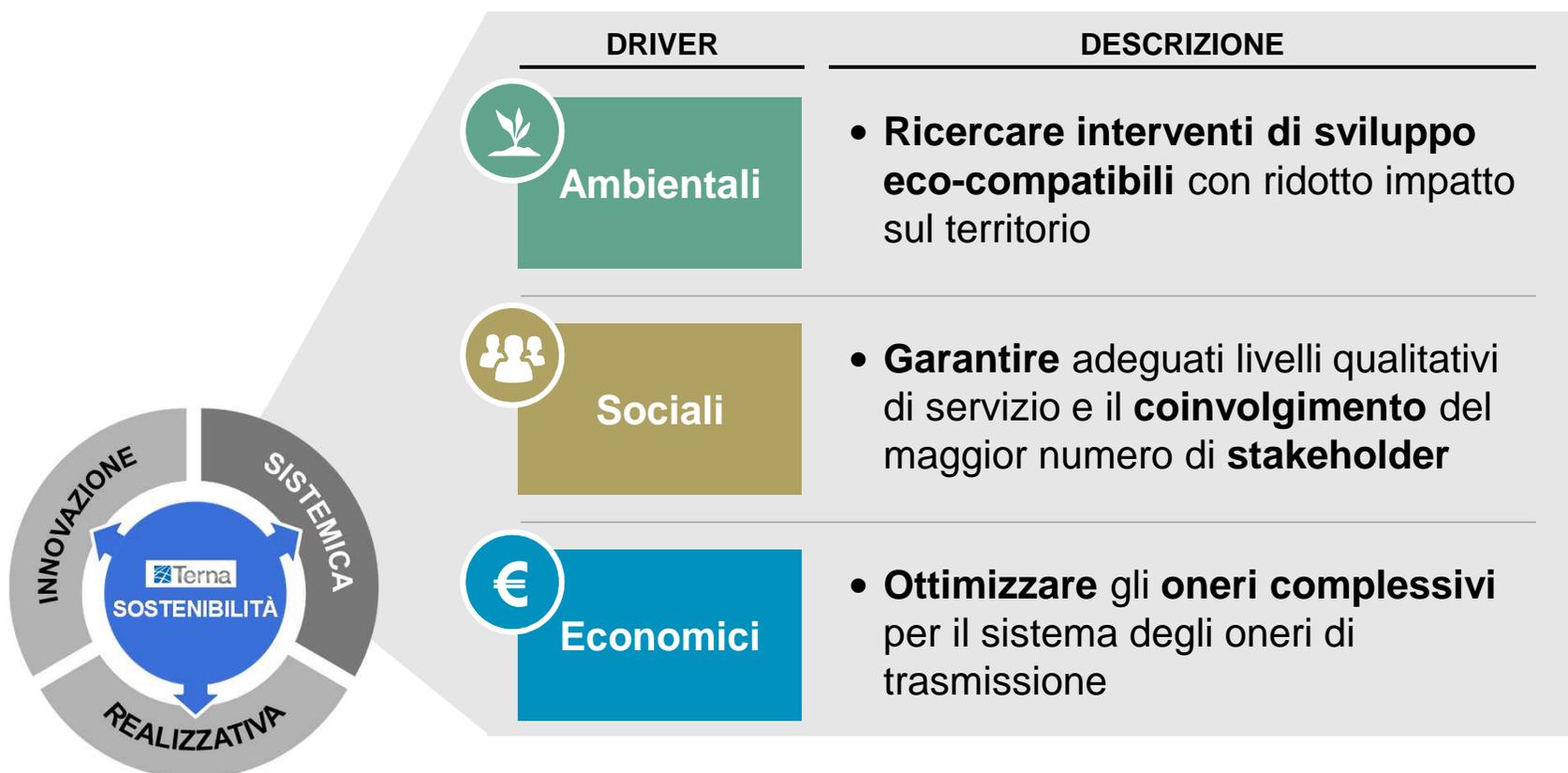
Focus di seguito

- 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 Piano: 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 Piano: direttrici di intervento

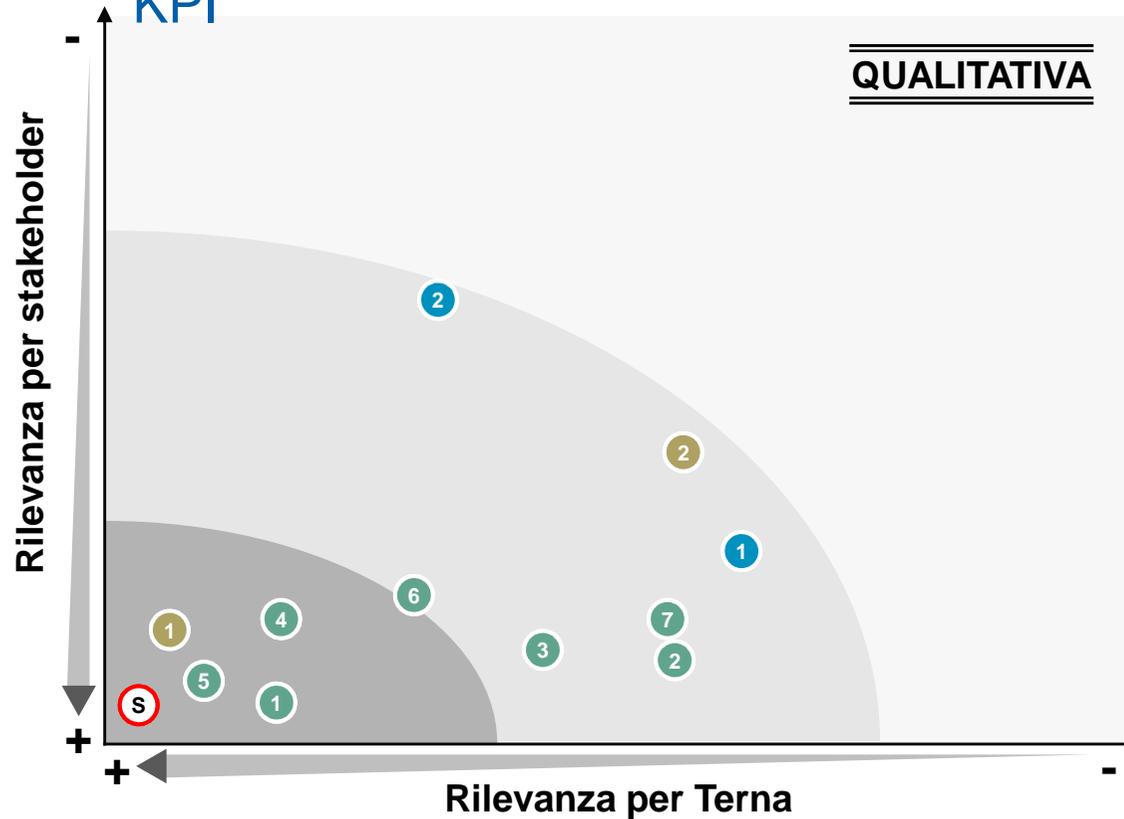
## Approccio alla **Sostenibilità**: overview degli stakeholder del PdS



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

# Costruzione del Piano: direttrici di intervento

Approccio alla **Sostenibilità**: vista d'insieme e prioritizzazione dei KPI



Dettaglio dei KPI nelle slide successive

## Ambientali

- 1 FER penetrazione
- 2 FER integrabili
- 3 FER over gen.
- 4 FER cop. domanda
- 5 Riduz. emissioni
- 6 Riutilizzi infrastr.
- 7 Demolizioni

## Sociali

- 1 Energia non fornita
- 2 Interramenti

## Economici

- 1 Eff. Energetica
- 2 Investimenti

Coinvolgimento stakeholder\*

**Terna si è posta l'obiettivo di definire una prioritizzazione dei KPI anche sulla base della rilevanza attribuita dagli stakeholder, tra cui le ONG**

Fonte: (\*) Misurato come numero di incontri per: Comitato di Consultazione, consultazione PdS, workshop scenari, ONG, Open Day su territorio



# Agenda

---

Processo di pianificazione della RTN

Lo stato della rete

Costruzione del Piano di Sviluppo della rete

**Investimenti previsti a PdS 2018**



---

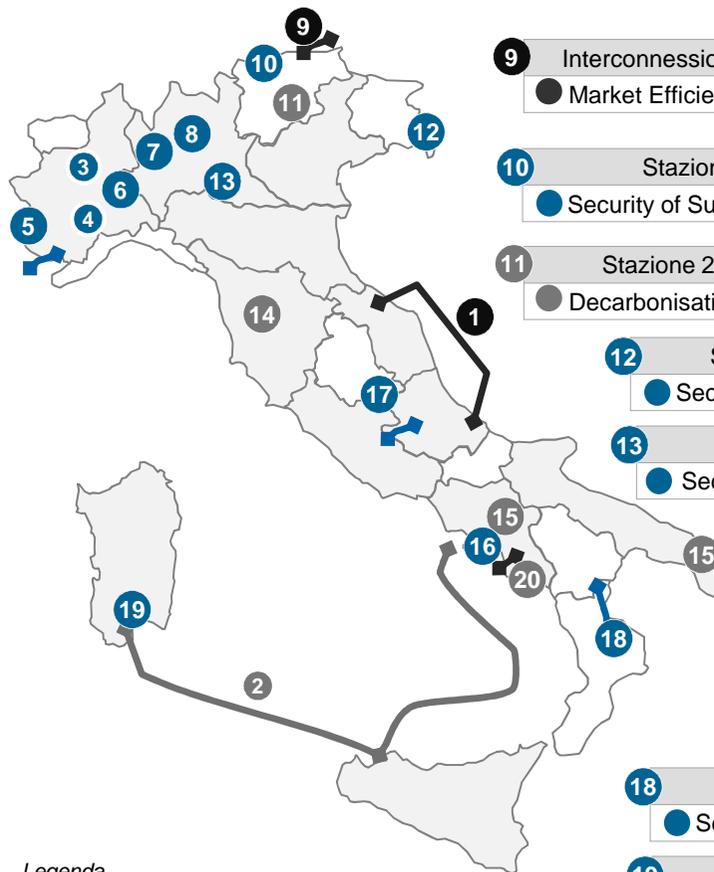
Risultati attesi

Allegati

# Piano di Sviluppo 2018

## Nuovi Interventi

<b>1</b>	HVDC Centro Sud / Centro Nord	● Decarbonisation	● Security of Supply
<b>2</b>	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	●	-
<b>3</b>	Stazione 220 kV Villeneuve	● Security of Supply	-
<b>4</b>	Stazione 132 kV Villadossola	● Security of Supply	-
<b>5</b>	Nuova interconnessione 132 kV Nava – S. Dalmas	● Security of Supply	-
<b>6</b>	Stazione 132 kV Novara Est	● Security of Supply	-
<b>7</b>	Riassetto Lago di Como	● Security of Supply	-
<b>8</b>	Raz. 132 kV Cislago – Castellanza - Olgiate	● Security of Supply	-
<b>16</b>	Elettrodotto 220 kV Arenella- Colli Aminei	● Security of Supply	-
<b>17</b>	SSE Carrito FS – CP Collarmela e SSE Carsoli – CP Carsoli	● Security of Supply	-



Legenda

Nome intervento	
Driver principali	Altro driver applicabile
● Decarbonisation	● Market Efficiency
● Security of Supply	

<b>9</b>	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria	● Market Efficiency	● Security of Supply
<b>10</b>	Stazione 132 kV Vipiteno	● Security of Supply	-
<b>11</b>	Stazione 220/132 kV S. Floriano	● Decarbonisation	-
<b>12</b>	Stazione 220/132 kV Padriciano	● Security of Supply	-
<b>13</b>	Stazione 220/132 kV Colorno	● Security of Supply	-
<b>14</b>	Stazione 380/132 kV Larderello	● Decarbonisation	-
<b>15</b>	Stazione 380/132 kV Deliceto e Galatina	● Decarbonisation	-
<b>18</b>	Sviluppo rete AT Calabria Ionica	● Security of Supply	-
<b>19</b>	SE Rumianca	● Security of Supply	-
<b>20</b>	SE Tanagro e SE Bussento	● Decarbonisation	-

# Investimenti previsti a PdS 2018

## Focus: proposte di variazione dell'ambito della RTN

Società	Descrizione Asset	Motivazione per l'acquisizione
Enel Produzione	SE 150 kV Contrasto (CT)	Acquisizione impianti sulla direttrice Paterno-Racalmuto; la direttrice è interessata da numerosi impianti eolici (> 140 MW) e se ne richiede il controllo delle apparecchiature di linea e la rimozione di limitazioni sbarre ed di una derivazione rigida
Enel Produzione	SE 150 kV Paternò (CT)	
Enel Produzione	SE 150 kV Grottafumata (CT)	
Enel Produzione	SE 150 kV Troina (EN)	
Enel Produzione	SE 132 kV Bordogna (BG)	Presso l'impianto afferiscono tre linee RTN interessate da elevati transiti legati a produzione idroelettrica; l'area in questione è inoltre interessata da fenomeni wet-snow.
Areti	Smistamento Est - A. San Basilio a palo 100	Uniformare le proprietà asset e rimuovere le limitazioni sulle dorsali RTN
Areti	A. Flaminia - A. Bufalotta	
Italcementi	El. 150 kV Italcementi – Italcementi Matera	Acquisizione linea 120 km funzionale allo sviluppo rete: nuovo intervento <i>Sviluppo rete AT Calabria Nord Ionica</i>
Santa Luce s.r.l.	SE 132 kV Colle Montanino	Ex CIE, impianto di proprietà di produttore: controllabilità impianto
Enel Green Power	SE 132 kV Crevola Toce	Presso l'impianto di Crevola Toce afferiscono tre linee RTN interessate da transiti legati alla produzione idroelettrica
Enel Green Power	SE 132 kV Vinadio	Nuovo intervento per la magliatura rete AT in area interessata da fenomeni wet-snow.

**Proposta l'acquisizione di elementi di rete presenti nell'ambito della RTN per migliorare le attività di gestione, esercizio e manutenzione della stessa**



# Agenda

---

Processo di pianificazione della RTN

Lo stato della rete

Costruzione del Piano di Sviluppo della rete

Investimenti previsti a PdS 2018

**Risultati attesi**



Allegati

# 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<sup>(\*)</sup>;



**Copertura domanda da FER:** ore nell'ultimo anno di Piano in cui la produzione FER potrebbe coprire la domanda elettrica<sup>(\*)</sup>;



**Riduzione emissioni:** emissioni evitate di gas ad effetto serra (CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, 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<sup>(\*\*)</sup>) 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**

Note: (\*) Risultato delle simulazioni di analisi di sistema e degli scenari adottati; (\*\*) Energy Not Supplied

