

Giornata di raccolta di input per  
l'aggiornamento delle previsioni  
energetiche 2018 – 2030

Evoluzione della domanda e offerta di  
energia nei prossimi 10-15 anni

## **Impatto della SEN sul sistema elettrico, sui consumi di combustibili fossili e sul prezzo dell'energia elettrica**

Alberto Gelmini (RSE)  
Roma , 20 Dicembre 2017



# Lo scenario SEN al 2030 per il sistema elettrico nazionale *secondo RSE*

**Ipotesi**

## Parco fonti rinnovabili

Produzione da fonti rinnovabili dello scenario SEN (scenario di RSE) per l'anno 2030 rispetto al 2015 e ad uno scenario di riferimento (BASE)

Fonte	2015		BASE		SEN	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Fotovoltaico	18,9	22,9	25	32	<b>50</b>	<b>69</b>
CSP			0,2	0,8	<b>0,9</b>	<b>3</b>
Eolico on-shore	9,2	14,9	11,2	24,2	<b>17</b>	<b>38</b>
Eolico off-shore			0,3	0,9	<b>0,85</b>	<b>2,5</b>
Geotermico	0,8	6,2	0,9	6,9	0,9	7
Idroelettrico (pompaggio escluso)	18,5	45,5	18,0	50	18,4	50
Biomassa e rifiuti (quota rinnovabile)	4,0	19	3,5	14	3,2	15
<b>TOTALE Rinnovabili</b>		<b>109</b>		<b>129</b>		<b>184</b>

## Parco fonti rinnovabili

### Ipotesi FV per lo scenario SEN

Una variazione delle condizioni dello Scambio sul Posto per il FV tale da indurre una quota del nuovo FV a massimizzare l'autoconsumo soprattutto mediante il ricorso con e senza installazione di Sistemi di Accumulo accoppiati al FV.

Dai risultati del modello TIMES la quota di nuovo FV accoppiato con SdA risulta assai rilevante (circa 12 GW).

Tipologia	FV con sistemi SdA		FV con DSM per massimizzare autoconsumo	
	GW	TWh	GW	TWh
Fotovoltaico	12	18	6	8

 **Ipotesi:**  
L'aumento dell'autoconsumo considerato determina complessivamente uno spostamento di domanda pari a 0,5 TWh nelle ore di maggiore produzione FV

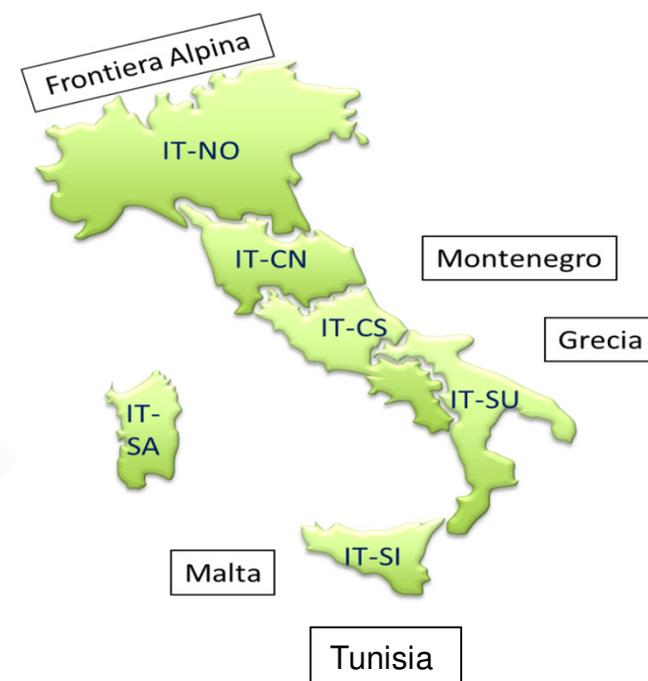
## Sviluppo RTN e interconnessioni transfrontaliere

RTN e capacità di trasporto transfrontaliera sono modellati  
l'ipotesi di completa implementazione del Piano di Sviluppo  
della RTN di TERNA

### Scambi sulle frontiere

Nelle simulazioni è stato imposto uno scambio complessivo sulle  
5 frontiere che ammonta complessivamente a **28,5 TWh** netti, in  
linea con gli scenari EUCO.

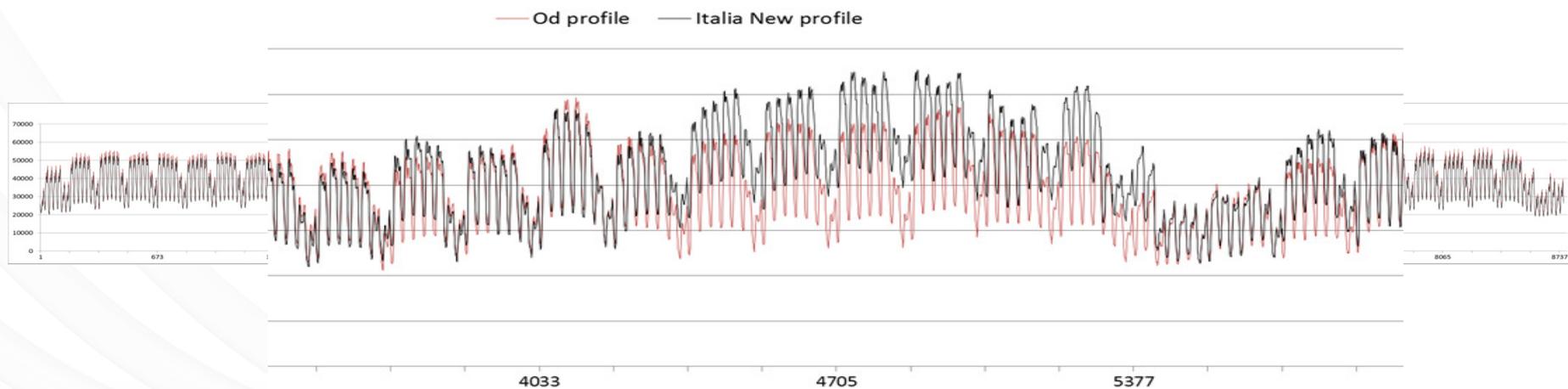
Il profilo orario e la ripartizione tra le singole frontiere sono  
derivati da simulazioni pan-europee (su dati scenario EUCO30).



## Ipotesi sulla domanda elettrica

- La domanda elettrica per usi finali nello scenario SEN: **301 TWh**
- La ripartizione zonale è stata effettuata sulla base di una ripartizione a livello regionale determinata con il modello energetico multiregionale MONET di RSE (modello basato su TIMES)
- Il profilo orario del carico: significativi aumenti dei picchi estivi per l'atteso incremento dei consumi per raffrescamento edifici (circa 10 TWh in più rispetto al 2010) determinerà una variazione del profilo di carico (orario / stagionale) con forte impatto sui picchi, a causa sia dell'aumento dei consumi, sia per la concentrazione nel solo periodo estivo.

Il picco di carico estivo risultante salirebbe così a **64 GW**  
(5,8 GW in più rispetto a quanto si otterrebbe applicando il profilo attuale).



# Lo scenario SEN al 2030 per il sistema elettrico nazionale *secondo RSE*

## Risultati delle simulazioni

## Simulazione del Mercato del Giorno Prima - Bilanci

La simulazione del Mercato del Giorno Prima (MGP) per lo scenario SEN (preliminare) mostra situazioni di *overgeneration* che ammontano a 4,6 TWh. Anche la maggior richiesta di funzionamento dei pompaggi evidenzia la necessità di flessibilità nel sistema di generazione.

Bilanci	Produzione termoelettrica (dispacciabile )	Energia accumulata dai SdA (pompaggi esistenti)	Overgeneration e riduzione FER [1]	Variazione emissioni CO <sub>2</sub> (rispetto a BASE)
	TWh	TWh	TWh	MtCO <sub>2</sub>
<b>SEN</b>	95	4,7	4,6	-37
<b>BASE</b>	142	0,4	1,0	-
<i>Delta</i>	-47	+4,3	+3,6	

[1] Si ipotizza che le produzioni FER con costi variabili non trascurabili (bioenergie e geotermia) possano ridurre la produzione nelle ore con prezzo molto basso.

## Simulazione del Mercato del Giorno Prima - Prezzi

Prezzi medi	PUN [1]	PUN [2]	Prezzo NO	Prezzo CN	Prezzo CS	Prezzo SU	Prezzo SI	Prezzo SA
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
SEN	69,0	<b>68,1</b>	74,3	65,4	58,2	57,3	56,1	57,7
BASE	79,9	<b>79,3</b>	81,3	78,8	76,0	75,8	75,8	75,9
Delta	-10,9	<b>-11,2</b>	-7,0	-13,4	-17,8	-18,5	-19,7	-18,2

[1] Media pesata sulla domanda dei PUN orari

[2] Media aritmetica dei PUN orari

- Riduzione dei prezzi dell'energia elettrica (11 €/MWh) rispetto allo scenario BASE per l'aumento delle FER (molte ore a prezzo nullo nelle zone meridionali)
- PUN 2016 -> 42,8 €/MWh: lo scenario SEN mostra un aumento del 60% del PUN in larga misura determinato da incrementi del prezzo del gas naturale superiori al 100% (da 16 a 33 €/MWh) e da incrementi ancora maggiori del prezzo della CO<sub>2</sub> (da 5,5 a 27,5 €/t).

## Simulazione con vincoli di riserva - Bilanci

- Rispetto alla simulazione del MGP **si aggiungono i vincoli orari di riserva** (secondaria, terziaria pronta e di sostituzione, sia a salire sia a scendere) → scenario **SEN\_RIS**
- Si ottiene una simulazione **più vicina all'esercizio reale del Sistema Elettrico** con risultati più precisi sulla adeguatezza/sicurezza del sistema, ci si allontana dalle dinamiche del MGP (prezzi non più rappresentativi del mercato).

Bilanci	Produzione termoelettrica (dispacciabile)	Energia accumulata dai SdA (pompaggi)	Overgeneration e riduzione FER	Riserva non disponibile
Scenario	TWh	TWh	TWh	TWh
SEN (simulazione MGP)	94,7	4,7	4,6	
SEN_RIS	104,2	7,9	10,4	0,2

## Interventi per l'integrazione delle RES

**Criticità** emerse dalle simulazioni:

- *overgeneration*,
- carenze di disponibilità di riserva,
- eccessiva frequenza delle congestioni interzonalì in determinate sezioni.

**Interventi** di mitigazione delle criticità:

- installazione di nuovi impianti idroelettrici di pompaggio e di sistemi di accumulo elettrochimici per aumentare la flessibilità del sistema
- partecipazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili - FRNP alla fornitura di servizi di riserva a scendere
- sviluppi della Rete di Trasmissione Nazionale anche superiori a quanto previsto dal Piano di Sviluppo 2016 di Terna.

## Fornitura di riserva a scendere da FRNP

La quota della produzione rinnovabile oraria disponibile al servizio a scendere è calcolata dal profilo orari di produzione moltiplicato per 3 coefficienti riduttivi per le singole fonti/tecnologie:

- **fattibilità** (impianti in grado di fornire il servizio),
- **incertezza** (incertezza di previsione sul servizio erogabile),
- **affidabilità** (sconta una % delle risorse potrebbe non attuare l'ordine di dispacciamento).

p.u.	FV	CSP	Eolico on-shore	Eolico off-shore	Bioenergie	Geotermico	Idro fluente
Fattibilità	0,1	1,0	0,80	N.C.	0,3	1,0	0,8
Incetezza	0,7	0,7	0,73	N.C.	0,9	0,8	0,9
Affidabilità	0,7	0,7	0,70	N.C.	0,7	0,8	0,7
<b>Complessivo %</b>	<b>5%</b>	<b>49%</b>	<b>41%</b>	<b>0</b>	<b>19%</b>	<b>64%</b>	<b>48%</b>

Il potenziale residuo da FRNP potrebbe coprire quasi tutta la relativa domanda di riserva scendere. In via prudenziale, si inserisce una limitazione al **50%** della domanda di riserva a scendere (per ciascuna ora e ciascuna zona).

## Nuovi pompaggi e SdA elettrochimici

Nuove risorse flessibili per il dispacciamento, gli accumuli:

- **nuovi impianti idroelettrici di pompaggio** <sup>[1]</sup> (rapporto capacità/potenza di 8 ore) che contribuiscono anche alla fornitura di riserva, in particolare terziaria pronta
- **Sistemi di Accumulo elettrochimici** (rapporto capacità/potenza = 2 ore, eserciti all'80% della capacità) operanti sulla rete e dislocati nelle zone con maggiore *overgeneration* (principalmente Sud, Sicilia e Sardegna); essi contribuiscono anche alla riserva



[1] Per l'individuazione degli impianti idroelettrici aggiuntivi, si è fatto riferimento al rapporto RSE di Ricerca di Sistema «*Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema idroelettrico italiano*», A. Frigerio, M. Meghella, G. Bruno, RSE n°12000959, Marzo 2012.

## Nuovi pompaggi e SdA elettrochimici

Sensitivity su 3 casi, incrementando progressivamente la potenza installata dei nuovi accumuli da 1,5 GW a 5 GW. Tutti gli scenari prevedono l'installazione di SdA nelle zone centro-meridionali ed insulari.

	Sistemi di Accumulo elettrochimico	Pompaggi nuovi	NOTE
Casi	GW	GW	
SdA_1.5	0,75	0,78	Batterie: 100 MW Sardegna, 150 MW Sicilia, 500 MW Sud Pompaggi: +140 MW Sardegna, +640 MW Sud
SdA_3.0	1,25	1,75	+ Batterie: +500 MW Sud + Pompaggi: +180 MW Sardegna, +215 MW Sicilia, +570 MW CentroSud
SdA_5.0	1,25	3,7	+ Pompaggi: +450 MW CentroSud, +1000 MW Sud, +500 Sicilia

## Effetti degli interventi di mitigazione

### potenziamento RTN + partecipazione riserva a scendere FRNP

L'effetto dei primi due interventi di mitigazione delle criticità considerati, modellato nello scenario **SEN\_RIS con interventi**, è il seguente:

- Il **potenziamento della RTN** comporta esiti positivi tra i quali il principale (oltre al riavvicinamento dei prezzi zonali) è la riduzione del 16% delle *overgeneration*
- La **partecipazione delle FRNP alla riserva a scendere** porta la riduzione delle *overgeneration* al 48% e l'indisponibilità di riserva si riduce al 37%.

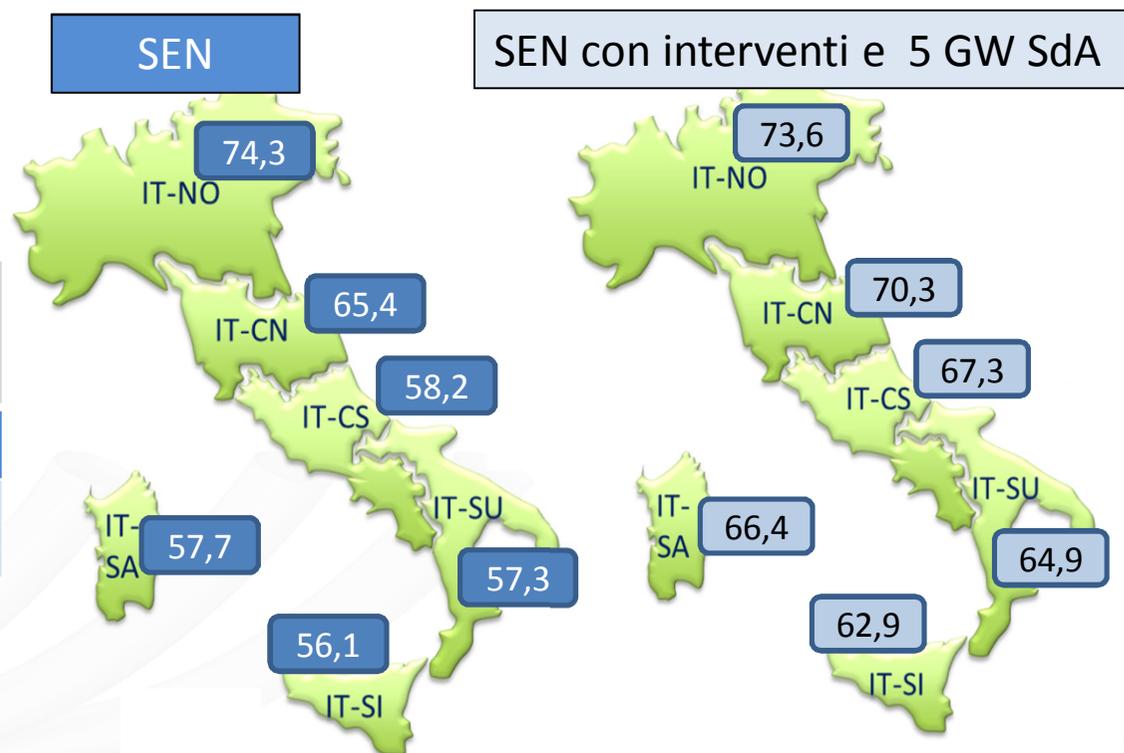
Bilanci	Produzione termoelettrica (dispacciabile)	Energia accumulata dai SdA (batterie e pompaggi)	Overgeneration e riduzione FER	Riserva non disp.	Variazione emissioni CO <sub>2</sub> (vs SEN_RIS)
Scenario	TWh	TWh	TWh	GWh	MtCO <sub>2</sub>
SEN_RIS	104,2	4,7	10,4	223	-
SEN_RIS con interventi	96,5	6,0	5,4	141	-2,8

## Effetti degli interventi di mitigazione sensitivity SdA

Bilanci	Produzione termoelettrica (dispacciabile)	Energia accumulata dai SdA (batterie e pompaggi)	Overgen. e riduzione FER	Riserva non disp.
Scenario	TWh	TWh	TWh	TWh
SEN_RIS	104	7,9	10,4	0,22
SEN_RIS con interventi	97	6,0	5,4	0,14
SEN_RIS con interventi + SdA_1.5	94	6,2	3,8	0,01
SEN_RIS con interventi + SdA_3.0	93	6,2	2,8	< 0,01
SEN_RIS con interventi + SdA_5.0	92	7,7	<b>1,5</b>	< 0,01

## Effetti degli interventi su MGP

Prezzi medi	PUN Media pesata	PUN Media aritm.
<b>SEN</b>	69,0	<b>68,1</b>
<b>SEN con interventi e 5 GW SdA</b>	71,8	<b>70,9</b>

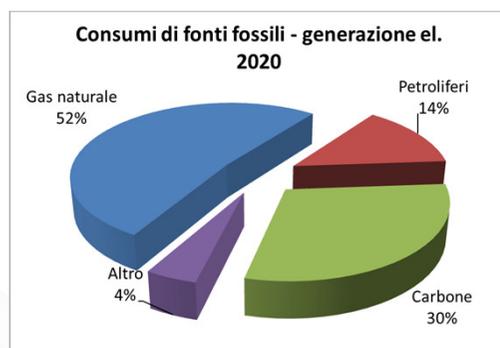


## Consumi fossili per la generazione elettrica

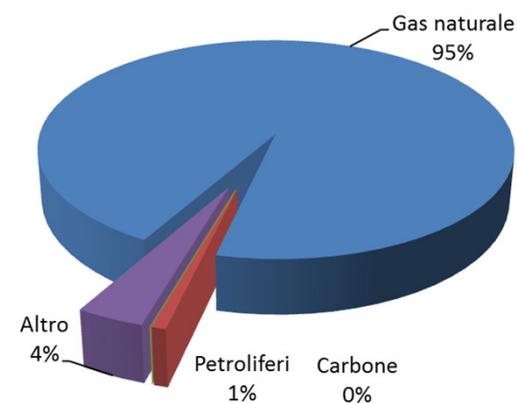
Consumo fonti non rinnovabili al 2030  
per la generazione elettrica:

**20 Mtep**

*(35.7 Mtep nel 2015)*



**Consumi di fonti fossili - generazione el. 2030**



# Investimenti richiesti

## Investimenti richiesti ulteriore sviluppo RTN

Per il potenziamento della Rete di Trasmissione Nazionale, che prevede incrementi di **1000 MW** delle capacità delle interconnessioni **CentroNord–Nord e CentroSud–CentroNord**, una valutazione di massima indica in circa **2 miliardi di €** il costo aggiuntivo rispetto agli investimenti previsti dal Piano di Sviluppo di Terna.

## Investimenti richiesti partecipazione FRNP alla riserva a scendere

- La partecipazione delle FRNP alla riserva a scendere richiede innanzitutto un contesto regolatorio che possa renderla profittevole. Al momento, per la maggior parte delle tipologie di FRNP, la presenza di incentivi o tariffe onnicomprensive e i trascurabili costi variabili porterebbero i produttori a non trovare interessante la partecipazione con offerte di riserva a scendere se non in presenza di **prezzi negativi**.
- La valutazione dei costi relativi alle tecnologie abilitanti la fornitura di tale servizio richiede analisi specifiche per singola fonte e tipologia di impianto.
- Impatto da valutare sull'ammontare dell'Uplift

## Investimenti richiesti impianti di pompaggio e SdA elettrochimici

- Costo dei **SdA elettrochimico**: mix delle migliori tecnologie al 2020 e al 2030, il costo medio d'investimento risulterebbe intorno ai 250 €/kWh (**600 M€** per i 2,5 GWh di capacità previsti).
- Costo degli **impianti di pompaggio**: 1000 €/kW per gli impianti con studio di fattibilità (rapporto RSE), di 1900 €/kW per gli ultimi 1500 MW aggiunti (complessivamente **5100 M€**).
- Investimenti a carico di operatori del mercato → Capacity Market che premi la flessibilità

	Accumulo elettrochimico	Pompaggi	Costo investimento	Overgen.	Riduzione overgen.
	GW	GW	M€	TWh	TWh
Senza accumuli	0	0	0	5,4	0
SdA_1.5	0,75	0,78	1200	3,8	1,6
SdA_3.0	1,25	1,75	2400	2,8	2,6
SdA_5.0	1,25	3,7	5700	1,5	3,9

## Efficacia investimenti in pompaggi / SdA

	Accumulo electrochimico	Pompaggi	Costo investimento	Overgen.	Riduzione overgen.
	GW	GW	M€	TWh	TWh
Senza accumuli	0	0	0	5,4	0
SdA_1.5	0,75	0,78	1200	3,8	1,6
SdA_3.0	1,25	1,75	2400	2,8	2,6
SdA_5.0	1,25	3,7	5700	1,5	3,9

## Investimenti richiesti – rete distribuzione

- Lo sviluppo estremamente rilevante della generazione distribuita, in particolare rinnovabile, che caratterizza lo scenario SEN, implica impatti significativi sulle **necessità di sviluppo delle reti di distribuzione** in ottica «smart grid», non trattate dai modelli di simulazione utilizzati.
- Le stime sulle necessità di sviluppo delle reti di distribuzione, dettagliate per tipologia di interventi e relativi costi, **sia nello scenario BASE, che nello scenario SEN**

## Investimenti richiesti – rete distribuzione

**Scenario SEN** (investimenti aggiuntivi rispetto allo scenario Base ) *stime provvisorie di RSE*

- **Fotovoltaico (+24,9 GW):**
  - BT: con SdA o installato come prosumer → impatto a livello di cabine secondarie + linee MT/BT, impatto limitato sulle cabine primarie.
  - Non BT: impatto a livello di cabine primarie [+170 CP], ma anche su cabine secondarie.
  - Maggior autoconsumo sul nuovo installato per utenze senza SdA e maggiore per le utenze con SdA.
- **Telecontrollo:** aumento delle necessità di telecontrollo, anche a livello BT, approssimabili a circa 45 M€/anno (5 M€/anno in più rispetto allo scenario Base). Difficile stimare l'impatto della riduzione dei costi di apparati TLC.
- **Misura:** sostituzione dei vecchi contatori con i nuovi 2G (già previsto nello scenario Base).
- **Resilienza:** come nello scenario Base.
- **Linee MT e BT** il costo unitario di linee nuove e rifacimenti è ipotizzato in crescita anche a causa della maggiore % in cavo.

## Investimenti richiesti – rete distribuzione

*(Stime provvisorie di RSE)*

investimenti miliardi di €	BASE (2016-2030)	SEN (2016-2030)
Cabine Primarie	1,7	2,0
Cabine Secondarie	4,2	5,3
Linee (MT + BT)	9,4	11,8
Misura	5,0	5,1
Telecontrollo	0,6	0,7
Altro	3,3	3,5
<b>TOTALE</b>	<b>24,2</b>	<b>28,4</b>

## Investimenti richiesti per il sistema elettrico

*(Stime provvisorie di RSE)*

Interventi identificati dall'analisi sul sistema elettrico	Investimenti cumulati scenario Base (2016-2030) [miliardi di €]	Maggiori investimenti scenario SEN rispetto al Base [miliardi di €]
Nuovi pompaggi e SdA elettrochimici	-	+5,7
Sviluppo RTN	9,0	+2,0
Distribuzione: Cabine primarie e secondarie	5,9	+1,4
Distribuzione: Linee (MT + BT)	9,4	+2,5
Distribuzione: Misura, telecontrollo e altro	8,9	+0,4
<b>Totale</b>	<b>33</b>	<b>+12</b>

## Impatto sulla bolletta dei consumatori finali *stime RSE*

Prime stime RSE	2015	2030
		<i>Scenario SEN</i>
	M€	M€
<b>Costo energia</b>	<b>15491</b>	<b>23300</b>
<b>Costi di dispacciamento</b>	<b>2916</b>	<i>2900 – 6500 (*)</i>
<b>Commercializzazione e Vendita</b>	<b>1423</b>	<b>1400</b>
<b>Costi di rete (T&amp;D)</b>	<b>8022</b>	<i>10500 - 11500 (*)</i>
<b>Oneri di sistema</b>	<b>16686</b>	<i>9500 – 11000 (*)</i>
<b>Accise</b>	<b>2442</b>	<b>2900 – 3100</b>
<b>TOTALE</b>	<b>47000</b>	<b>50500 - 56800</b>
<b>Costo medio Energia elettrica IVA esclusa - c€/kWh</b>	<b>15.8</b>	<b>16.8 – 19</b> <i>[+6%, +20%]</i>



Lavori in corso

(\*) Stime da verificare

*Grazie!*

[alberto.gelmini@rse-web.it](mailto:alberto.gelmini@rse-web.it)

## Obiettivi Europei e Italiani per le rinnovabili

Renewables	Area	Anno di riferimento	Obiettivo
EU energy strategy 2020	EU28	2020	20%
	Italy	2020	17%
National Energy Strategy (2013)	Italy	2020	19-20%
EU energy strategy 2030	EU28	2030	27% - 35%
	Italy	2030	-
Strategica Energetica (2017)	Italy	2020	<b>28%</b>
EU energy strategy 2050	EU28	2050	55%-75%

