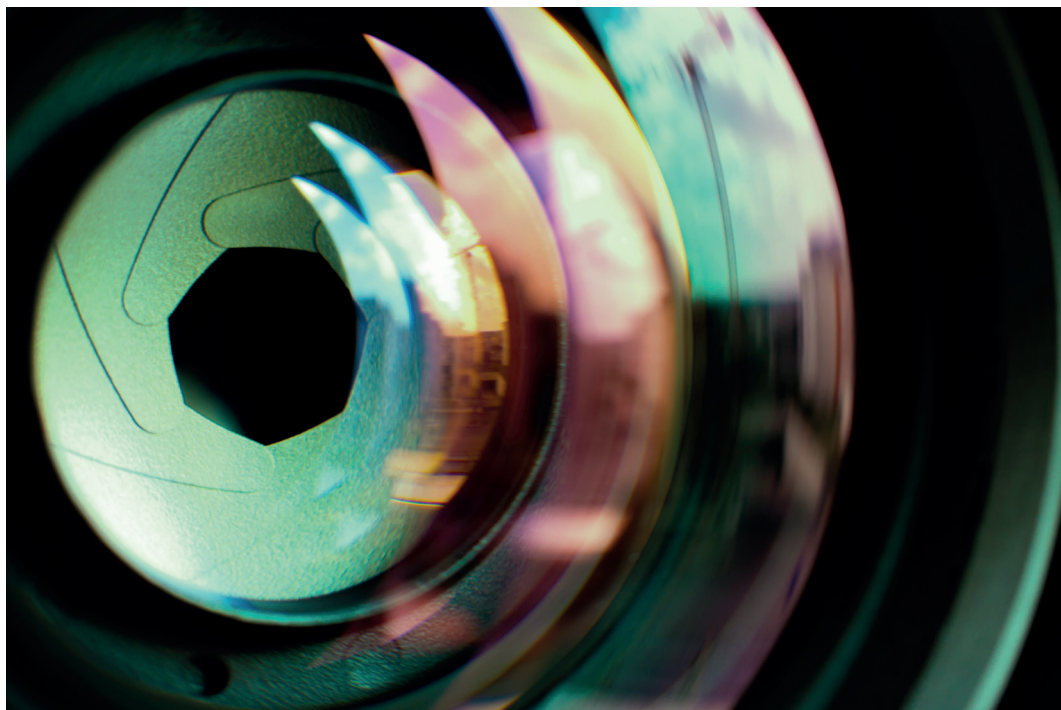


Visioni diveRSE

*Scenari e analisi
a supporto della Strategia
Energetica Nazionale*



Visioni diveRSE

Visioni di **veRSE**

*Scenari e analisi
a supporto della Strategia
Energetica Nazionale*

Autore: Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA – 2018
Editing e impaginazione: Editrice Alkes
Copertina: Fabio Lancini

*Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore.
L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE
Via Rubattino 54 – 20134 Milano – Italia*

Sommario

Capitolo 1	Contesto di riferimento	17
1.1	Accordo di Parigi: COP21 del 2015	18
1.2	Il pacchetto "clima-energia" al 2030	19
1.3	Gli scenari energetici della Commissione Europea	20
1.4	Gli scenari energetici nazionali	23
Capitolo 2	La Strategia Energetica Nazionale	25
2.1	Gli obiettivi e le sfide della SEN	25
2.2	Il ruolo di RSE nella definizione della SEN	27
Capitolo 3	Analisi di scenario	29
3.1	Introduzione	29
3.2	Caratterizzazione dello scenario SEN	29
3.2.1	Principali driver socio-economici	31
	<i>Variabili demografiche</i>	32
	<i>Variabili macroeconomiche</i>	33
	<i>Prezzi internazionali delle fonti fossili</i>	34
	<i>Prezzi della CO₂ nel settore ETS</i>	34
3.2.2	Ulteriori ipotesi sul settore trasporti e import elettrico	35
	<i>Settore trasporti</i>	35
	<i>Net import elettrico</i>	38
3.3	Il contributo dell'efficienza energetica	39
3.3.1	Il settore civile: evoluzione e interventi	45
	<i>Settore residenziale</i>	45
	<i>Settore Terziario e Agricoltura</i>	50
3.3.2	Il settore industriale: evoluzione e interventi	53
3.3.3	Il settore trasporti: evoluzione e interventi	56
3.4	Il settore elettrico nella SEN	61
3.4.1	L'evoluzione della domanda di energia elettrica	61
3.4.2	L'evoluzione del parco di generazione elettrica	66
3.5	Il ruolo delle fonti energetiche rinnovabili	71
3.6	Gli effetti sulla fattura energetica nazionale e la dipendenza energetica	75
3.7	La riduzione delle emissioni di gas serra	78
3.8	La proiezione della SEN al 2050	82
3.8.1	Principali risultati	84
3.9	Sintesi dei risultati di scenario al 2030	92

Capitolo 4	Impatto sul sistema elettrico	93
4.1	Introduzione	93
4.2	Metodologia	94
4.3	Input per le simulazioni del sistema elettrico	96
4.3.1	Parco di generazione elettrica nello scenario SEN	96
4.3.2	Domanda di energia elettrica nello scenario SEN	96
4.3.3	Import di energia elettrica	97
4.4	Le criticità del sistema elettrico al 2030	100
4.5	Interventi di mitigazione delle criticità del sistema elettrico nazionale	104
4.5.1	Sviluppi della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)	104
4.5.2	Partecipazione delle FRNP al mercato MSD	106
4.5.3	Flessibilità: nuovi sistemi di accumulo (SdA)	111
4.6	Interventi per la mitigazione delle criticità: risultati	111
4.7	Interventi per il sistema elettrico: investimenti richiesti	115
4.7.1	Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)	115
4.7.2	Sistemi di Accumulo elettrochimico sulla rete	115
Capitolo 5	Impatto dello scenario sulle reti di distribuzione	117
5.1	Le possibili criticità della rete di distribuzione al 2030	119
5.2	Potenziamento e adeguamento delle reti di distribuzione	122
5.3	Investimenti sulla rete di distribuzione	127
5.3.1	Stima dei livelli attuali di investimento	129
5.3.2	Valori unitari degli investimenti	131
5.3.3	Telecontrollo, allaccio clienti e misura, manutenzione	132
5.3.4	Evoluzione della domanda elettrica	133
5.3.5	Evoluzione della generazione distribuita	133
5.3.6	Stima degli investimenti e considerazioni riassuntive	135
Capitolo 6	Il phase-out del carbone e le problematiche di sicurezza della rete della Sardegna	139
6.1	Introduzione	139
6.2	Stabilità di frequenza e requisiti di riserva	139
6.3	Approccio metodologico	140
6.4	Scenari analizzati al 2030	142
6.5	Risultati	143

Sommario

Capitolo 7	L'impatto della SEN sulla bolletta elettrica al 2030	147
7.1	Le principali voci di costo della bolletta elettrica	147
7.2	Evoluzione delle voci di costo della bolletta elettrica al 2030	151
7.2.1	Servizi di vendita	151
	Costi di approvvigionamento	151
	Costi di commercializzazione e vendita	151
	Costi di dispacciamento	152
7.2.2	Costi di rete	154
7.2.3	Oneri generali di sistema	159
7.2.4	Oneri fiscali	161
7.2.5	Sintesi della bolletta elettrica nazionale al 2030 negli scenari BASE e SEN	162
Capitolo 8	Conclusioni	163
	Glossario	167

Tabelle

Capitolo 1

Tabella 1.1

Obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra nell'ambito della politica "clima-energia" europea 20

Capitolo 3

Tabella 3.1

Evoluzione delle variabili demografiche in Italia, 2015-2030 33

Tabella 3.2

Evoluzione delle variabili macroeconomiche 33

Tabella 3.3

Evoluzione del prezzo delle commodity energetiche 34

Tabella 3.4

Evoluzione attesa del prezzo della CO₂ nel settore ETS 35

Tabella 3.5

Ipotesi di mobilità passeggeri e merci nello scenario EuRef2016 36

Tabella 3.6

Variazione delle ipotesi di mobilità passeggeri nello scenario SEN al 2030 36

Tabella 3.7

Indicatore di efficienza: riduzione dei consumi energetici primari in diversi scenari 2020-2030 41

Tabella 3.8

Consumi finali per settore nel 2015 e 2016 44

Tabella 3.9

Principali interventi nel settore residenziale aggiuntivi rispetto allo scenario BASE 48

Tabella 3.10

Principali investimenti cumulati del settore residenziale nel periodo 2016-2030 49

Tabella 3.11

Principali interventi nel settore terziario aggiuntivi rispetto allo scenario BASE 52

Tabella 3.12

Principali investimenti cumulati del settore terziario e agricoltura nel periodo 2016-2030 (miliardi di euro2010) 52

Tabella 3.13

Principali interventi e risparmio atteso nel settore industriale rispetto allo scenario BASE 55

Tabella 3.14

Principali investimenti cumulati nel settore industriale nel periodo 2016-30 55

Tabella 3.15

Caratterizzazione del trasporto passeggeri e merci su gomma nello scenario SEN 59

Tabella 3.16

Principali investimenti cumulati nel settore trasporti nel periodo 2016-2030 60

Tabella 3.17

Composizione della domanda elettrica in Italia nel 2015 e 2016 61

Tabella 3.18

Confronto tra la domanda elettrica negli scenari BASE e SEN rispetto ai principali scenari nazionali e internazionali 65

Tabella 3.19

Produzione lorda di energia elettrica in Italia nel 2015 e 2016 66

Tabella 3.20

Confronto tra la produzione lorda di energia elettrica al 2030 negli scenari BASE e SEN rispetto agli scenari di riferimento e policy della CE 68

Tabella 3.21

Evoluzione delle capacità di generazione elettrica nello scenario SEN 68

Tabella 3.22	Confronto investimenti cumulati per le tecnologie di generazione elettrica nel periodo 2016-2030	70
Tabella 3.23	Obiettivi di penetrazione delle FER nell'ambito della Politica Energia e Clima europea e nazionale	71
Tabella 3.24	Fattura energetica nazionale: dati storici	76
Tabella 3.25	Obiettivi di riduzioni delle emissioni di GHG al 2020 e al 2030 e confronto con i risultati dello scenario SEN (riduzioni % vs 2005)	81
Tabella 3.26	Caratterizzazione della proiezione al 2050 dello scenario SEN	83
Capitolo 4		
Tabella 4.1	Sviluppo della capacità di trasporto transfrontaliera al 2030 nello scenario SEN	98
Tabella 4.2	Bilancio di energia elettrica delle simulazioni di mercato MGP per gli scenari BASE e SEN 2030	100
Tabella 4.3	Bilancio di energia elettrica nello scenario SEN e SEN_RIS (con vincoli di riserva) al 2030	101
Tabella 4.4	Numero delle ore di congestione negli scenari BASE e SEN al 2030 a confronto con la situazione 2016	105
Tabella 4.5	Prezzi dell'energia elettrica nel mercato MGP negli scenari BASE e SEN	105
Tabella 4.6	Range dei prezzi negativi massimi delle offerte a scendere per le fonti rinnovabili	107
Tabella 4.7	Scenari di penetrazione di SdA considerati nelle simulazioni del sistema elettrico	112
Tabella 4.8	Bilancio di energia elettrica nello scenario SEN_RIS con e senza interventi di mitigazione (al 2030)	113
Tabella 4.9	Bilancio di energia elettrica nello scenario SEN_RIS con e senza interventi di mitigazione (al 2030) e introducendo i sistemi SdA	113
Tabella 4.10	Prezzi medi dell'energia elettrica (euro/MWh) nel mercato MGP nello scenario SEN preliminare e con tutti gli interventi di mitigazione	113
Tabella 4.11	Numero delle ore di congestione nello scenario SEN	114
Tabella 4.12	Investimenti richiesti per il potenziamento della RTN nello scenario BASE e nello scenario SEN (valori in miliardi di euro)	114

Tabelle

Capitolo 5	
Tabella 5.1	Principali interventi di potenziamento delle reti di distribuzione. 121
Tabella 5.2	Riepilogo della domanda elettrica 130
Tabella 5.3	Riepilogo della potenza installata da FER e ipotesi di allocazione per lo scenario SEN 130
Tabella 5.4	Stima degli investimenti complessivi al 2015 dei concessionari di reti di distribuzione 132
Tabella 5.5	Stima degli investimenti complessivi nelle reti di distribuzione negli scenari BASE e SEN 136
Capitolo 6	
Tabella 6.1	Ore potenzialmente critiche con margini di riserva insufficienti (Sardegna, anno 2030) 146
Capitolo 7	
Tabella 7.1	Riassunto dei costi totali per gli utenti finali al netto di accisa e IVA 149
Tabella 7.2	Bolletta elettrica nazionale anni 2012-2017 149
Tabella 7.3	Valore annuo delle componenti di spesa per l'utente domestico tipo, anno 2017 150
Tabella 7.4	Costi di approvvigionamento al 2030 e impatto sul kWh consumato 150
Tabella 7.5	Costi di commercializzazione e vendita al 2030 e impatto sul kWh consumato 152
Tabella 7.6	Costi di dispacciamento al 2030 e impatto sul kWh consumato 154
Tabella 7.7	Costi riconosciuti per il servizio di trasmissione nel 2016 157
Tabella 7.8	Costi riconosciuti per il servizio di distribuzione nel 2016 157
Tabella 7.9	Nuovo sistema tariffario 2016-2023 per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica 157
Tabella 7.10	Nuovo sistema tariffario 2016-2023 per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica 158
Tabella 7.11	Costi di trasmissione, distribuzione e misura al 2030 e impatto sul kWh consumato 158
Tabella 7.12	Oneri generali di sistema al 2030 e impatto sul kWh consumato 160
Tabella 7.13	Costo degli oneri fiscali al 2030 e impatto sul kWh consumato 160
Tabella 7.14	Bolletta elettrica al 2016 e al 2030 negli scenari BASE e SEN 161

Figure

Capitolo 3

Figura 3.1	Fabbisogno di energia primaria negli scenari BASE e SEN	40
Figura 3.2	Intensità energetica del PIL per l'Italia (BASE e SEN) e media EU28 (EUREf e EU30)	41
Figura 3.3	Variazione dei consumi finali per settore nello scenario SEN rispetto al BASE	43
Figura 3.4	Evoluzione dei consumi di uso finale per settore nello scenario SEN	43
Figura 3.5	Evoluzione dei consumi del settore residenziale per fonte nello scenario SEN	44
Figura 3.6	Intensità energetica del settore residenziale (consumi/abitanti)	46
Figura 3.7	Variazione dei consumi residenziali al 2030 per fonte rispetto ai valori 2015 e allo scenario BASE	47
Figura 3.8	Domanda elettrica (TWh) e elettrificazione (%) nel settore residenziale	48
Figura 3.9	Consumi del settore terziario + agricoltura per fonte nello scenario SEN	50
Figura 3.10	Intensità energetica del settore terziario (consumi finali/valore aggiunto)	51
Figura 3.11	Variazione dei consumi per fonte nei settori terziario e agricoltura al 2030 nello scenario SEN rispetto ai valori 2015 e allo scenario BASE	51
Figura 3.12	Consumi del settore industriale per fonte nello scenario SEN	54
Figura 3.13	Evoluzione dell'intensità energetica nel settore industriale (consumi/valore aggiunto)	54
Figura 3.14	Variazione dei consumi nel settore industriale per fonte nello scenario SEN al 2030 rispetto al 2015 e allo scenario BASE	55
Figura 3.15	Consumi del settore trasporti per fonte nello scenario SEN	57
Figura 3.16	Variazione dei consumi per modalità di trasporto al 2030 tra lo scenario SEN e lo scenario BASE	57
Figura 3.17	Intensità energetica del trasporto passeggeri (consumi per passeggero/km)	58
Figura 3.18	Variazione dei consumi del settore trasporti al 2030 per fonte rispetto al 2015 e allo scenario BASE	58
Figura 3.19	Evoluzione dei consumi elettrici nei settori di uso finale nello scenario SEN	62
Figura 3.20	Variazione della domanda elettrica per settore tra lo scenario SEN e il BASE al 2030	63
Figura 3.21	Elettrificazione degli usi energetici finali in Italia al 2030 negli scenari BASE e SEN	64

Figura 3.22	Confronto tra i consumi finali di energia elettrica al 2030 negli scenari BASE e SEN rispetto agli scenari di riferimento e policy (EURO)	65
Figura 3.23	Evoluzione del mix di generazione elettrica al 2020 e 2030 – Scenari BASE e SEN	67
Figura 3.12	Emissioni specifiche del parco di generazione elettrica (gCO ₂ /kWh)	69
Figura 3.25	Monitoraggio obiettivo complessivo FER	73
Figura 3.26	Target FER per settore (secondo Direttiva 28/2009/CE) al 2030 e confronto con il 2015	73
Figura 3.27	Evoluzione del fabbisogno primario per fonte nello scenario SEN	75
Figura 3.28	Effetti della SEN sulla dipendenza energetica e sulla bolletta energetica nazionale	77
Figura 3.29	Andamento della fattura energetica della SEN per fonte con i prezzi internazionali dei combustibili pari a quelli dei primi mesi del 2017	77
Figura 3.30	Evoluzione delle emissioni energetiche di CO ₂ e relative intensità carboniche del PIL negli scenari SEN e BASE	79
Figura 3.31	Decomposizione quinquennale della variazione delle emissioni di CO ₂ nello scenario SEN secondo il metodo di Refined Laspeyres Decomposition (RLD)	79
Figura 3.32	Decomposizione nel periodo 2015-2030 della variazione delle emissioni di CO ₂ secondo i principali fattori di influenza nello scenario SEN e BASE	81
Figura 3.33	Evoluzione delle emissioni di CO ₂ – energy related	84
Figura 3.34	Evoluzione dell'energia primaria (Mtep) e dell'intensità energetica (tep/M€'13)	85
Figura 3.35	Evoluzione del fabbisogno di energia primaria per fonte	85
Figura 3.36	Generazione elettrica al 2050 per fonte	87
Figura 3.37	Consumi energetici nei settori di uso finale al 2050	88
Figura 3.38	Elettrificazione nei settori finali	89
Figura 3.39	Quota delle FER per settore secondo direttiva 2009/28/CE	89
Capitolo 4		
Figura 4.1	Catena modellistica modelli TIMES - SMTSIM	95
Figura 4.2	Produzione lorda di energia elettrica da FER per zona di mercato al 2015 e al 2030 nello scenario SEN	97
Figura 4.3	Richiesta di rete per zona di mercato al 2015 e al 2030 nello scenario SEN	98

Figure

Figura 4.4	Prezzi medi zionali a confronto con quelli pesati sulle produzioni eoliche e fotovoltaiche	107
Capitolo 5		
Figura 5.1	Percentuali di autoconsumo FV nei diversi settori nel 2015	128
Capitolo 6		
Figura 6.1	Ore con insufficienti margini di riserva a salire (Sardegna, anno 2030)	145
Figura 6.2	Ore con insufficienti margini di riserva a salire - nuovi accumuli non in regolazione (Sardegna, 2030)	145
Capitolo 7		
Figura 7.1	Componenti di costo della bolletta elettrica in Italia	147
Figura 7.2	Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo della bolletta per l'anno 2017	150
Figura 7.3	Scenario di lungo termine evoluzione incentivi A3	158

Credits

AUTORI DELLA MONOGRAFIA

Maria Gaeta. Laureata in Ingegneria per l'Ambiente e Territorio, ha iniziato la sua attività professionale in ENEA, occupandosi di modelli e scenari del sistema energetico. Dal 2017 lavora come ricercatrice senior nel dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici di RSE dove è coinvolta in progetti nazionali ed europei inerenti lo sviluppo e l'analisi di scenari energetici. In questo ambito supporta il Governo Italiano per l'analisi degli obiettivi di decarbonizzazione del Paese (SEN e PNEC).

Michele Benini. Laureato in Ingegneria Elettronica, ha iniziato la sua attività professionale nel 1989 presso il CISE, nel campo dello sviluppo di applicazioni di Intelligenza Artificiale ai Sistemi Elettrici. Successivamente, presso ENEL Ricerca, CESI e RSE, si è occupato di regolazione e simulazione dei mercati elettrici liberalizzati e di scenari di sviluppo a lungo termine dei sistemi energetici, svolgendo anche attività di supporto tecnico alle Istituzioni (Governo, ARERA) su tali tematiche. Attualmente ricopre l'incarico di vice-direttore del dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici di RSE e di responsabile del Gruppo Tematico Mercato e Produzione dell'Associazione Energia Elettrica dell'AEIT.

Fabio Lanati. Laureato in Ingegneria Elettrica, fa parte del Gruppo Scenari del sistema elettrico del dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici di RSE. Attualmente lavora come ricercatore junior nel campo della modellistica occupandosi di analisi di scenari energetici di lungo termine, simulazioni del sistema elettrico e gestione della domanda.

Alberto Gelmini. Laureato in matematica, dal 2017 è responsabile del Gruppo di ricerca Scenari del sistema elettrico nel dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici di RSE. Negli ultimi 20 anni si è occupato principalmente di studi di scenario di sviluppo del sistema elettrico nazionale, studi sui mercati elettrici italiano ed europei, anche finalizzati al supporto alla Governance e alla Regolazione dei sistemi energetici. Nella sua attività è stato inoltre responsabile dello sviluppo di modelli e simulatori software per le analisi quantitative sui mercati/sistemi elettrici. Precedentemente, fino al 1999, esperto in modellistica termofluidodinamica computazionale e combustione.

Diana Moneta. Laureata in Ingegneria Elettronica, ha iniziato la sua attività professionale in CESI. Attualmente è responsabile del Gruppo di ricerca Reti attive: gestione della distribuzione e della domanda nel dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici, che si occupa di sviluppo di metodologie di pianificazione ed esercizio delle reti attive e dello studio dell'interazione tra clienti e sistema elettrico, anche nell'ambito di progetti europei. Svolge attività di supporto tecnico alle istituzioni (MiSE, ARERA). È segretario tecnico della AEE-Associazione Energia Elettrica (society AEIT), membro di comitati tecnici italiani e gruppi di lavoro CIGRE.

Giacomo Viganò. Laureato in Fisica, in RSE dal 2013 nel gruppo Reti attive: gestione della distribuzione e della domanda, contribuisce allo sviluppo e al test sul campo di algoritmi avanzati per la simulazione e l'ottimizzazione di reti di distribuzione attive. Ha partecipato a progetti europei e nazionali riguardanti la valutazione delle prestazioni dei sistemi di controllo delle reti di distribuzione (IGREENGrid-Grid4EU), l'evoluzione del ruolo del DSO (EvolvDSO) e la fornitura di servizi ancillari da fonti locali (SmartNet).

Adriano Iaria. Laureato in Ingegneria Elettrica, nel 2002 ha iniziato la sua attività professionale presso CESI, nel campo degli studi di rete per la pianificazione e l'esercizio dei sistemi elettrici di trasmissione. Dal 2006 è impiegato presso RSE, nel Gruppo di ricerca Sviluppo e Sicurezza delle Reti, con l'incarico di esperto per la sicurezza di esercizio. Nell'ambito del settimo programma quadro di ricerca finanziato dalla Commissione Europea, ha partecipato ai progetti: ICOEUR; iTESLA; BEST PATHS. Opera nell'IEA-PVPS (Photovoltaic Power Systems) come esperto del Task14 (High Penetration of PV Systems in Electricity Grids).

Marco Raffaele Rapizza. Laureato in Ingegneria Elettronica, nel 2012 ha iniziato la sua attività di ricerca in RSE presso il Gruppo Sviluppo e Sicurezza delle Reti, dove si occupa principalmente di attività legate alla modellazione, simulazione e controllo dei sistemi elettrici. Dal 2012 collabora con il Prof. Sergio Bittanti del Politecnico di Milano nell'ambito del corso universitario di Fondamenti di Automatica.

Antonio Gatti. Laureato in Ingegneria elettrica, ha lavorato in CESI fino al 2006. Attualmente è impiegato presso RSE nel dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici. La sua area di interesse comprende l'analisi della pianificazione della rete, la valutazione della sicurezza del sistema elettrico, la modellazione e il controllo della generazione distribuita e dei sistemi di trasmissione HVDC per l'integrazione di energia eolica off-shore.

Credits

Capitolo 1	Contesto di riferimento <i>Autori: Michele Benini</i>	17
Capitolo 2	La Strategia Energetica Nazionale <i>Autori: Maria Gaeta, Michele Benini, Alberto Gelmini</i>	25
Capitolo 3	Analisi di scenario <i>Autori: Maria Gaeta, Fabio Labati</i>	29
Capitolo 4	Impatto sul sistema elettrico <i>Autori: Fabio Lanati, Alberto Gelmini</i>	93
Capitolo 5	Impatto dello scenario sulle reti di distribuzione <i>Autori: Diana Moneta, Giacomo Viganò</i>	117
Capitolo 6	Il phase-out del carbone e le problematiche di sicurezza della rete della Sardegna <i>Autori: Iaria Adriano, Marco Raffaele Rapizza</i>	139
Capitolo 7	L'impatto della SEN sulla bolletta elettrica al 2030 <i>Autori: Fabio Lanati, Alberto Gelmini, Antonio Gatti</i>	147
Capitolo 8	Conclusioni <i>Autori: Michele Benini, Maria Gaeta, Alberto Gelmini</i>	163

CONTRIBUTI DI:

Diego Cirio e Massimo Gallanti
Dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici

Contesto di riferimento

Il quadro energetico mondiale continua ad attraversare una fase di profondi cambiamenti. Le mutate dinamiche economiche stanno ridisegnando la mappa dei consumi energetici, con una previsione di crescita della domanda globale di energia nei prossimi decenni profondamente disomogenea e concentrata in alcune specifiche aree geografiche. Su questo scenario si innesta la consapevolezza dei rischi e dei costi legati ai cambiamenti climatici.

La conferenza COP21, nel dicembre 2015, ha portato alla definizione dell'Accordo di Parigi che pone come obiettivo di lungo termine il contenimento dell'aumento della temperatura al di sotto dei 2 °C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1,5 °C rispetto ai livelli pre-industriali. L'Accordo di Parigi ha effetto dal 2020 e intende proseguire e rafforzare quanto avviato con il Protocollo di Kyoto e con il suo emendamento (Emendamento di Doha del 2012) che hanno stabilito impegni di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra da parte dei Paesi industrializzati, rispettivamente, nei periodi 2008-2012 e 2013-2020.

In questo quadro l'Unione Europea ha da tempo avviato una decisa transizione verso un sistema energetico a basse emissioni di gas climalteranti attraverso politiche orientate sia alla domanda, sia all'offerta di energia. Nell'ottobre 2014, con la decisione del Consiglio Europeo è stato approvato il nuovo pacchetto di misure per il clima e l'energia 2030 con i seguenti obiettivi: riduzione del 40% delle emissioni di gas serra nell'UE rispetto ai livelli del 1990, aumento al 27% della percentuale di fonti rinnovabili sui consumi finali lordi di energia e riduzione dei consumi primari del 27% rispetto ad uno scenario tendenziale definito dalla Commissione Europea nel 2007. Al momento della redazione del presente documento (giugno 2018), Parlamento e Consiglio Europeo hanno raggiunto un accordo per incrementare l'obiettivo rinnovabili dal 27% al 32% e l'obiettivo efficienza dal 27% al 32,5%, con possibilità per entrambi di una ulteriore revisione al rialzo nel 2023.

L'Unione Europea intende così rafforzare la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, con l'obiettivo di rendere il sistema energetico dell'Unione più sicuro, competitivo e sostenibile.

1.1

ACCORDO DI PARIGI: COP21 DEL 2015

La 21^a Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la Lotta contro i Cambiamenti Climatici (UNFCCC) si è svolta a Parigi nel 2015 e, con la decisione 1/CP21, ha adottato il cosiddetto Accordo di Parigi. L'Accordo definisce come obiettivo di lungo termine il contenimento dell'aumento della temperatura al di sotto dei 2 °C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1,5 °C rispetto ai livelli pre-industriali.

L'Accordo di Parigi è entrato in vigore il 4 novembre 2016, ovvero 30 giorni dopo il deposito degli strumenti di ratifica da parte di almeno 55 Parti della Convenzione, che rappresentano almeno il 55% delle emissioni mondiali di gas a effetto serra. A oggi 178 su 197 Parti della Convenzione Quadro hanno ratificato l'accordo. L'Italia ha firmato l'accordo il 22 aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 novembre 2016.

Al momento dell'adesione all'Accordo ogni Paese deve predisporre e comunicare il proprio "Contributo determinato a livello nazionale" (*INDC – Intended Nationally Determined Contribution*) con l'obbligo di perseguire misure per la sua attuazione. Ogni successivo contributo nazionale (da comunicare ogni 5 anni) dovrà costituire un avanzamento rispetto allo sforzo precedentemente effettuato con il primo contributo. I contributi determinati a livello nazionale già presentati volontariamente prima dell'approvazione dell'Accordo saranno riconosciuti automaticamente quali primo contributo, a meno che il rispettivo Paese decida diversamente. I Paesi che hanno già formulato un contributo determinato a livello nazionale con un obiettivo al 2030, così come fatto dall'Unione europea, sono chiamati a confermare o aggiornare il proprio contributo entro il 2020.

L'Accordo di Parigi ha effetto dal 2020 e intende proseguire e rafforzare quanto avviato con il Protocollo di Kyoto e con il suo emendamento (Emendamento di Doha del 2012) che hanno stabilito impegni di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra da parte dei Paesi industrializzati (nessun impegno era identificato per i Paesi in via di sviluppo), rispettivamente, nei periodi 2008-2012 e 2013-2020.

L'impegno di riduzione delle emissioni sottoscritto dall'Unione Europea nell'ambito del periodo 2013-2020 coincide con l'impegno già assunto unilateralmente con l'adozione del cosiddetto pacchetto "clima-energia", ovvero una riduzione delle emissioni del 20% al 2020 rispetto ai livelli del 1990. Gli obiettivi di riduzione successivi al 2020 sono contenuti nel "Contributo determinato a livello nazionale" dell'Unione Europea e sono pari ad una riduzione delle emissioni del 40% rispetto ai livelli del 1990.

1.2

IL PACCHETTO “CLIMA-ENERGIA” AL 2030

Gli obiettivi per il periodo 2021-2030, come stabiliti dalle conclusioni del Consiglio Europeo del 23 e 24 ottobre 2014, costituiscono il “Contributo determinato a livello nazionale” (INDC) dell’Unione Europea.

In sintesi, gli obiettivi sono:

- riduzione dei gas serra di almeno il 40% a livello europeo rispetto all’anno 1990;
- obiettivo vincolante a livello dell’Unione di una quota del 27% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi;
- obiettivo non vincolante di riduzione dei consumi primari del 27% rispetto ad uno scenario tendenziale definito dalla Commissione Europea nel 2007.

Al momento della redazione del presente documento (giugno 2018), Parlamento e Consiglio Europeo hanno raggiunto un accordo per incrementare l’obiettivo rinnovabili dal 27% al 32% e l’obiettivo efficienza dal 27% al 32,5%, con possibilità per entrambi di una ulteriore revisione al rialzo nel 2023.

Le citate conclusioni del Consiglio stabiliscono anche che l’obiettivo di riduzione dei gas serra sia ripartito tra i settori ETS¹ e non-ETS con obiettivi di riduzione settoriali pari, rispettivamente, al 43% e al 30% rispetto al 2005.

Per quanto riguarda l’obiettivo di riduzione nei settori non-ETS, il 20 luglio 2016 è stata presentata dalla Commissione la proposta di Regolamento “*Effort Sharing*”, poi adottato il 14 maggio 2018, volto a definire la ripartizione degli sforzi tra gli Stati Membri per conseguire l’obiettivo del meno 30% a livello dell’Unione. L’obiettivo assegnato all’Italia corrisponde ad una riduzione del 33% rispetto al 2005.

Il 30 novembre 2016, nell’ambito del “*Clean Energy for all Europeans Package*”, è stata presentata dalla Commissione anche la proposta di regolamento sulla Governance dell’Unione dell’Energia (tutt’ora in discussione) che prevede la predisposizione dei Piani Nazionali

¹ *Emissions Trading System: sistema europeo di scambio dei permessi di emissione di CO₂ in vigore per i settori industriali termoelettrico, raffinazione, cemento/calce, acciaio/metalli, carta, ceramica, vetro, aviazione.*

TABELLA 1.1

Obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra nell'ambito della politica "clima-energia" europea.

Riferimento	Area	Anno target	Settori	Anno di riferimento	Target
2008 Climate action and renewable energy package	EU28	2020	tutti	1990	-20%
	EU28	2020	ETS	2005	-21%
	EU28	2020	non ETS	2005	-10%
	Italia	2020	non ETS	2005	-13%
2030 Framework for climate and energy policies	EU28	2030	tutti	1990	-40%
	EU28	2030	ETS	2005	-43%
	EU28	2030	non ETS	2005	-30%
	Italia	2030	non ETS	2005	-33%
Roadmap for moving to a low carbon economy in 2050	EU28	2050	tutti	1990	-80% e oltre

Clima ed Energia. Tali Piani individueranno gli obiettivi nazionali al fine di contribuire agli obiettivi europei al 2030, nonché le misure con cui si intenderà raggiungere tali obiettivi in materia di: riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca/innovazione/competitività.

La Tabella 1.1 riassume gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra definiti nell'ambito della politica clima-energia europea per gli anni di riferimento 2020, 2030 e 2050.

1.3

GLI SCENARI ENERGETICI DELLA COMMISSIONE EUROPEA

Il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla politica europea e, in generale, il percorso di decarbonizzazione, richiedono una radicale trasformazione del sistema energetico europeo caratterizzata da molteplici fattori e incertezze che rendono molto difficile individuare un'evoluzione univoca del sistema stesso. Quando si parla di orizzonti temporali di medio-lungo termine, l'unico approccio possibile è quindi il ricorso ad *analisi di scenario*.

Gli scenari non sono previsioni, ma rappresentano descrizioni di possibili evoluzioni alternative di un sistema basate su un set di ipo-

Contesto di riferimento

tesi internamente coerenti. Il ricorso ad analisi di scenario permette di analizzare in modo integrato le diverse componenti del sistema energetico per effettuare valutazioni quantitative sulle conseguenze di obiettivi e politiche e fornire indicazioni ai decisori riguardo alle potenzialità di intervento nei diversi settori.

Per la pianificazione energetica di lungo termine la Commissione Europea si avvale di una suite di modelli realizzata da E3MLab² della National Technical University di Atene, incentrata sul modello energetico PRIMES. Gli scenari di sviluppo del sistema energetico europeo, con il dettaglio dei 28 Paesi, così sviluppati, rappresentano quindi il riferimento ufficiale per la strategia energetica europea di decarbonizzazione e la definizione di nuovi obiettivi comunitari al 2030. È quindi particolarmente importante che ci sia una continua interazione tra gli esperti che gestiscono la suite modellistica e quelli dei diversi Stati Membri per la validazione e la discussione dei risultati.

Un'analisi di scenario parte dalla definizione di uno *scenario di riferimento*. Questo costituisce un benchmark che tiene conto dell'effetto nel lungo termine di azioni e politiche già definite ed in vigore e serve come termine di confronto per valutare gli effetti di uno scenario "di policy", contenente misure e politiche aggiuntive, finalizzate a raggiungere determinati obiettivi futuri.

Lo scenario *EU reference 2016*, pubblicato a luglio 2016, è un aggiornamento dei precedenti scenari di riferimento³ pubblicati dalla Commissione. Il suo orizzonte temporale, come nella precedente versione del 2013, è fino al 2050 e fornisce risultati di dettaglio per i singoli 28 Stati Membri dell'UE. Nella definizione di questo scenario si parte dal presupposto che i precedenti obiettivi vincolanti per il 2020 saranno raggiunti e che tutte le politiche energetiche già concordate a livello dell'UE e degli Stati Membri e in vigore al dicembre 2014 saranno implementate. Seguendo questo approccio, lo scenario *EU reference 2016* aiuta gli stakeholder a capire dove le politiche energetiche attualmente adottate potrebbero portare l'Unione Europea rispetto al percorso di decarbonizzazione definito e se sia necessario o meno intervenire con nuove misure.

² Energy-Economy-Environment Modelling Laboratory - E3MLab.

³ La precedente versione era il "EU Reference scenario 2013" pubblicato nel luglio 2013; la prima versione dello scenario di riferimento aveva come orizzonte temporale il 2030, era stata pubblicata nel 2003 e aggiornata successivamente nel 2005, 2007 e 2009.

A fine 2016 la Commissione Europea ha inoltre pubblicato un documento di valutazione dell'impatto dei nuovi obiettivi comunitari al 2030⁴. In particolare vi sono riportati diversi scenari di policy con combinazioni di obiettivi via via più ambiziosi riguardo l'efficienza energetica e la quota di rinnovabili:

- EUCO27: scenario che consente di ottenere una riduzione delle emissioni di GHG di almeno il 40% (rispetto al 1990) con la ripartizione dell'obiettivo tra settore ETS (riduzione del 43%) e non-ETS (riduzione del 30%), una quota del 27% di energie rinnovabili sui consumi finali lordi e un target di efficienza energetica del 27%⁵.
- EUCO30: scenario che consente di ottenere una riduzione delle emissioni di GHG di almeno il 40% (rispetto al 1990) con la ripartizione dell'obiettivo tra settore ETS (riduzione del 43%) e non-ETS (riduzione del 30%), una quota del 27% di energie rinnovabili e un target di efficienza energetica del 30%.
- EUCO + 33, EUCO + 35, EUCO + 40: come lo scenario EUCO30, ma con obiettivi sull'efficienza energetica rispettivamente del 33%, 35% e 40%. Tali scenari raggiungono una quota rinnovabili del 28% e superano gli obiettivi di riduzione delle emissioni di GHG (oltre il -43% rispetto al 1990, di cui oltre il -44% nei settori ETS e oltre il -33% nei settori non-ETS rispetto al 2005).
- EUCO3030: come lo scenario EUCO30, ma con obiettivi rinnovabili ed efficienza entrambi pari al 30%. Questo scenario riduce le emissioni di GHG del 43% rispetto al 1990, di cui -48% nei settori ETS e -31% nei settori non-ETS rispetto al 2005.

Gli scenari di policy EUCO raggiungono anche il traguardo di lungo termine di riduzione delle emissioni di GHG dell'UE dell'80% rispetto ai valori del 1990, come definito dalla Roadmap pubblicata nel 2011⁶.

⁴ *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios, December 2016.*

⁵ *Tale obiettivo è fissato rispetto ai consumi energetici proiettati nello scenario di riferimento della Commissione Europea: "European Energy and Transport Trends to 2030 - Update 2007", DG Energy and Transport, April 2008.*

⁶ *Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (COM(2011)112) ed Energy Roadmap 2050 (COM/2011/885), entrambe del 2011.*

1.4

GLI SCENARI ENERGETICI NAZIONALI

Nell'ambito della predisposizione del proprio Piano Nazionale Energia e Clima, l'Italia ha da tempo avviato una serie di tavoli tecnici di lavoro coinvolgendo i diversi attori del sistema energetico/elettrico, centri di ricerca e soggetti istituzionali.

Uno scenario di riferimento, detto BASE, è stato elaborato nel 2016 da un gruppo di lavoro di scenaristi italiani (ENEA, ISPRA, RSE e Politecnico di Milano) con il modello energetico nazionale TIMES, nell'ambito del "Tavolo Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'Economia" coordinato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri. Tale scenario è stato costruito su ipotesi omogenee con quelle dello scenario di riferimento della Commissione Europea *EU Reference 2016*, relativamente ai principali driver (prezzi dei combustibili fossili e dei permessi di emissione di CO₂, crescita del PIL e della popolazione, eccetera) che guidano l'evoluzione del sistema energetico.

Lo scenario BASE è stato descritto in dettaglio nella pubblicazione *"Decarbonizzazione dell'economia italiana – Scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale"*, collana RSE Colloquia, volume IV 2017.

A partire dallo scenario BASE, il lavoro è poi proseguito con la costruzione dello scenario di policy in linea con le indicazioni della Strategia Energetica Nazionale, descritto in dettaglio nel seguito.

Nel corso del 2017 il Governo italiano ha proceduto a una profonda revisione della Strategia Energetica Nazionale predisposta, nella precedente versione, nel marzo 2013.

Tale nuova strategia, pubblicata nel novembre 2017, è il risultato di un ampio e partecipato processo che ha coinvolto, sia nella fase istruttoria che nella fase di consultazione, molteplici stakeholder del settore energetico, sia pubblici che privati.

Dalla consultazione è emersa un'ampia condivisione della necessità di accelerare, in coerenza con gli obiettivi europei di lungo termine, il percorso per rendere il sistema energetico italiano sempre più sostenibile sotto il profilo ambientale, perseguendo la competitività economica del Paese e la sicurezza degli approvvigionamenti.

2.1

GLI OBIETTIVI E LE SFIDE DELLA SEN

La SEN 2017 si pone come orizzonte temporale il 2030, anno di riferimento per gli obiettivi di decarbonizzazione europei, disegnando tuttavia un percorso che tende allo scenario di lungo termine della Roadmap comunitaria che prevede la riduzione al 2050 di almeno l'80% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990.

Gli obiettivi principali che la SEN si pone sono in linea con il piano dell'Unione dell'Energia:

- migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- continuare a migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Per quanto riguarda il miglioramento della competitività, la SEN prevede interventi per ridurre i differenziali di costo e di prezzo per tutti i consumatori, rispetto agli altri Stati Membri dell'Unione, il completamento dei processi di liberalizzazione dei mercati, nonché strumenti per tutelare la competitività dei settori industriali energivori, prevenendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione.

Più specificamente, gli obiettivi sui prezzi sono i seguenti:

- ridurre il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa, nel 2016 pari a circa 2 euro/MWh;
- ridurre il gap sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE, pari a circa 35 euro/MWh nel 2015 per la famiglia media e intorno al 25% in media per le imprese.

La SEN, anche come importante tassello del futuro Piano Nazionale Energia e Clima, punta a raggiungere i traguardi di crescita sostenibile stabiliti nella COP21, contribuendo in particolare agli obiettivi della decarbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici. In tale contesto, lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica sono in grado di fornire un contributo non soltanto alla tutela dell'ambiente, ma anche alla sicurezza degli approvvigionamenti – riducendo la dipendenza dall'estero del sistema energetico – e all'economicità, favorendo la riduzione dei costi e della spesa.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, gli obiettivi sono i seguenti:

- quota del 28% di rinnovabili sui consumi finali lordi al 2030, rispetto al 17,5% del 2015;
- quota di rinnovabili elettriche sui consumi finali del 55% al 2030, rispetto al 33,5% del 2015;
- quota di rinnovabili termiche sui consumi finali del 30% al 2030, rispetto al 19,2% del 2015;
- quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030, rispetto al 6,4% del 2015.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, gli obiettivi sono i seguenti:

- riduzione dei consumi finali di energia dell'1,5% annuo nel periodo 2021-2030 rispetto al consumo medio nel periodo 2016-2018 (escluso il settore trasporti);
- cambio di mix settoriale per favorire il raggiungimento del target di riduzione delle emissioni di CO₂ nei settori non-ETS, con focus su residenziale e trasporti.

Le misure per la decarbonizzazione prevedono anche l'accelerazione della chiusura degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025.

Riguardo alla sicurezza della fornitura energetica, la SEN perse-

gue il miglioramento della sicurezza e adeguatezza dei sistemi energetici e la flessibilità delle reti gas ed elettrica, allo scopo di:

- integrare quantità crescenti di fonti rinnovabili elettriche, anche distribuite, e nuovi *player*, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni *smart*, flessibili e resilienti;
- gestire la variabilità dei flussi e le punte di domanda gas e diversificare le fonti di approvvigionamento nel complesso quadro geopolitico dei paesi da cui importiamo gas e di crescente integrazione dei mercati europei;
- aumentare l'efficienza della spesa energetica grazie all'innovazione tecnologica.

2.2

IL RUOLO DI RSE NELLA DEFINIZIONE DELLA SEN

La decarbonizzazione dell'economia richiede una radicale trasformazione del modo di concepire il paradigma energetico ed è caratterizzata da molteplici fattori e incertezze che rendono difficile individuare un'evoluzione univoca del sistema, soprattutto su orizzonti temporali di medio-lungo termine.

Come accennato in precedenza, il ricorso ad *analisi di scenario* permette al *decision maker* di orientarsi in un contesto di estrema complessità ed incertezza, grazie ad una valutazione quantitativa degli impatti di obiettivi e politiche energetico-ambientali, traendone indicazioni sui più promettenti settori di intervento e le relative necessità infrastrutturali e tecnologiche.

Con lo scopo di supportare con analisi quantitative, coerenti e integrate l'elaborazione della Strategia Energetica Nazionale, il Ministero dello Sviluppo Economico ha proseguito la strada intrapresa precedentemente dalla Presidenza del Consiglio e ha istituito e coordinato il "Tavolo Verticale Scenari" con la partecipazione di diversi organismi pubblici: RSE, ENEA, ISPRA, GSE. RSE ha contribuito al tavolo realizzando gli scenari energetici e quantificando gli impatti dei principali obiettivi della SEN, le opzioni e le traiettorie necessarie a raggiungerli e garantendone la coerenza interna al sistema energetico.

RSE si è inoltre occupato della valutazione degli impatti degli scenari energetici sul sistema elettrico, nonché delle azioni e degli investimenti necessari a mitigare le criticità evidenziate in tale sistema. Le peculiarità della gestione del sistema elettrico e la sua importanza

ai fini della decarbonizzazione richiedono infatti analisi specifiche effettuate con strumenti di simulazione dedicati, in grado di modellare dettagli non rappresentabili nei modelli energetici utilizzati per la definizione dello scenario generale.

Analisi di scenario

3.1

INTRODUZIONE

La sfida di una politica energetica complessa è rispettare la compatibilità e coerenza tra i diversi obiettivi individuando percorsi e opzioni ambientalmente ed economicamente sostenibili. Il sistema energetico è estremamente complesso in quanto caratterizzato da molteplici dimensioni legate tra loro e con impatti e interrelazioni con il sistema economico e ambientale.

Gli scenari energetici sono i principali strumenti a supporto della politica energetica in grado di rappresentare la complessità di queste interconnessioni e valutare gli impatti di misure e politiche secondo molteplici aspetti e a diversi gradi di dettaglio. Rispondendo alla logica del *What If*, non rappresentano delle previsioni ma delle possibili traiettorie di evoluzione del sistema energetico coerenti con vincoli, ipotesi e variabili chiave (ad esempio, andamento delle variabili macroeconomiche, prezzi internazionali delle materie prime energetiche). Per queste ragioni gli scenari sono stati utilizzati come strumento di supporto alle decisioni nella definizione della Strategia Energetica Nazionale, permettendo una valutazione quantitativa degli impatti del raggiungimento degli obiettivi della politica nazionale e mettendo in correlazione le principali variabili socio-economiche, la caratterizzazione ed evoluzione delle tecnologie energetiche, le emissioni e la disponibilità delle risorse in un'ottica di sistema.

3.2

CARATTERIZZAZIONE DELLO SCENARIO SEN

Allo scopo di supportare la definizione della nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN) sono stati realizzati due scenari:

- **lo scenario di Riferimento (BASE)**, che proietta il sistema energetico a partire dalle tendenze in atto, date le tecnologie attuali e del prossimo futuro, l'evoluzione del sistema economico e sociale e la legislazione vigente. Descrive, pertanto, un'evoluzione neutrale dal punto di vista delle politiche, che può quindi essere utilizzata per analizzare l'impatto di possibili iniziative di policy tese a piegare gli eventi verso gli obiettivi desiderati. Lo sviluppo del sistema è influenzato dall'attuale quadro politico nazionale e comunitario (recepito ed entrato in vigore entro dicembre 2014) e dalla possibile evoluzione tecnologica in termini di efficienza e

costi; questa evoluzione di riferimento è descritta dallo scenario BASE¹ elaborato dal “Tavolo Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'Economia” della Presidenza del Consiglio dei Ministri.

- lo **scenario SEN**, che è disegnato a partire dallo scenario BASE ed esplora ed analizza, a parità di sviluppo delle principali variabili chiave (PIL, popolazione, prezzo delle fonti energetiche), una evoluzione del sistema energetico nazionale in grado di garantire il raggiungimento degli obiettivi prefissati al 2030, come definiti a valle del processo di consultazione della strategia stessa; esso fornisce importanti indicazioni circa i principali settori di intervento, gli impatti sul sistema energetico e le tecnologie chiave per uno sviluppo coerente e sostenibile.

Lo scenario “SEN” pertanto è delineato sul raggiungimento dei principali obiettivi politici della strategia:

- riduzione dei consumi finali di energia dell'1,5% annuo nel periodo 2021-2030 rispetto al consumo medio nel periodo 2016-2018, escludendo dal conteggio il settore trasporti secondo la bozza della nuova direttiva sull'efficienza energetica, EED (COM(2016)761 final)²;
- quota delle Fonti Energetiche Rinnovabili pari al 28% dei consumi finali lordi al 2030 con una quota del 55% di FER nel settore elettrico (calcolato secondo direttiva 2009/28/EC);
- phase-out totale del carbone nella generazione elettrica al 2025.

Prima di approdare allo scenario SEN, qui presentato, sono stati elaborati molteplici scenari con obiettivi e percorsi differenti per meglio analizzare un ventaglio di opzioni e di configurazioni di una possibile decarbonizzazione del sistema energetico al 2030. Gli scenari sono stati realizzati da RSE, attraverso metodologie condivise e consolidate a livello internazionale³, con il ricorso al modello tecni-

¹ Lo scenario BASE è diffusamente illustrato nella pubblicazione “Decarbonizzazione dell'economia italiana – Scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale”, collana RSE Colloquia, volume IV 2017, <http://www.rse-web.it/colloquia.page>.

² COM(2016) 761 final: proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-30-energy-efficiency-target>

³ <https://iea-etsap.org/>

co economico TIMES-Italia⁴, che consente di descrivere l'intero sistema energetico nazionale dalle fasi di approvvigionamento delle fonti primarie, alla trasformazione e generazione elettrica, fino ai dispositivi di uso finale dei diversi settori di impiego. Nell'approccio sistemico, alla base del modello e degli scenari, ogni tecnologia è caratterizzata da parametri di tipo tecnologico (efficienza, vita utile, potenza, ...), economico (costi fissi e variabili, tassi di ammortamento, ...) ed ambientale (emissioni da combustione, emissioni di processo) ma nessuna di essa lavora "in isolamento", ovvero in maniera indipendente dalle altre.

A partire da input esogeni sull'evoluzione della popolazione, del reddito, dei prezzi energetici e degli stili di vita, lo scenario è in grado di determinare il percorso ottimale (ovvero di minimo costo) di fonti e tecnologie energetiche che possono soddisfare una domanda prefissata di servizi energetici (riscaldamento/raffrescamento, calore di processo, forza motrice, illuminazione, eccetera). L'ottimizzazione è vincolata dalla disponibilità di alcune risorse (potenziali tecnici, capacità delle infrastrutture di importazione, risorse naturali, eccetera.) i cui limiti vengono specificati ex-ante o anche da obiettivi di policy.

3.2.1

Principali driver socio-economici

Alla base di qualsiasi analisi di scenario energetico realizzata con modelli del tipo qui utilizzato, vi è l'incertezza che caratterizza le principali "variabili chiave" che quantitativamente guidano l'evoluzione del sistema e le domande di servizio energetico:

- il PIL e i valori aggiunti settoriali (indicatori dello sviluppo economico);
- la dinamica demografica;
- il prezzo internazionale delle fonti energetiche tradizionali (indicatore del costo dell'energia);
- il valore di mercato dei permessi di emissione dei gas serra nel sistema ETS (euro/tCO₂).

⁴ Gli scenari energetici SEN sono stati realizzati e analizzati da RSE mediante l'utilizzo del modello TIMES-Italia dell'ENEA, secondo un accordo di collaborazione formalizzato.

Lo sviluppo del sistema è inoltre influenzato dal quadro politico nazionale e comunitario e dalla possibile evoluzione tecnologica in termini di efficienza e costi.

Poiché lo scenario *EU Reference 2016 (EUref2016)*⁵ per l'Italia prodotto dalla Commissione Europea costituisce la base per valutare i contributi collettivi degli Stati Membri agli obiettivi del pacchetto "Unione dell'energia"⁶, si è ritenuto opportuno realizzare gli scenari nazionali (BASE e SEN) con le stesse ipotesi esogene di quello della Commissione. Queste ipotesi sono, inoltre, le stesse utilizzate per la valutazione degli scenari EUCO⁷ che accompagnano la nuova direttiva efficienza energetica. Sono stati, perciò, adottati i tassi di crescita del PIL e dei valori aggiunti settoriali, l'evoluzione della popolazione, i prezzi delle materie prime energetiche (petrolio, gas, carbone) scambiate internazionalmente, l'evoluzione dei gradi-giorno, l'import-netto di elettricità e il prezzo della CO₂ nel mercato ETS dello scenario EUref2016.

Variabili demografiche

Lo scenario macroeconomico utilizzato si basa sulle recenti proiezioni demografiche ed economiche dei paesi dell'UE, fornite da Eurostat e sul lavoro congiunto della Economic Policy Committee e della Commissione Europea. In particolare, il *2015 Ageing Report* è stato il punto di partenza per i dati sull'andamento di medio e lungo termine della popolazione.

Si evidenzia che, secondo gli scenari demografici italiani, è prevista una crescita della popolazione da qui al 2030, alimentata dai flussi migratori; sono inoltre in atto tendenze che vedono il numero medio dei componenti dei nuclei familiari in decrescita, per cui l'azione combinata dei due trend porta ad un aumento del numero di famiglie, e quindi delle corrispondenti unità abitative e dei relativi fabbisogni energetici.

Questa variabile è particolarmente importante per la definizione dei futuri trend di fabbisogno energetico per il settore residenziale dove, nella modellizzazione, si ipotizza che ad ogni famiglia corrisponda una abitazione.

⁵ *EU Reference Scenario 2016 – Energy, Transport and GHG Emissions: trends to 2050. Report prepared for the European Commission, DG Energy, DG Climate Action and DG Mobility and Transport. July 2016.*

⁶ <http://www.consilium.europa.eu/it/policies/energy-union>.

⁷ Documentazione disponibile sul sito: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf

Analisi di scenario

TABELLA 3.1

Evoluzione delle variabili demografiche in Italia, 2015-2030.

Fonte: EU Reference Scenario 2016

	2015	2020	2025	2030	2050
Popolazione (migliaia)	61.048	62.065	63.118	64.229	67.044
Numero componenti per famiglia	2,46	2,44	2,42	2,40	2,29
Numero famiglie (migliaia)	24.807	25.485	26.131	26.804	29.247

Variabili macroeconomiche

Le ipotesi sulle variabili macroeconomiche rispecchiano quelle utilizzate per lo scenario EUREF2016. Per le proiezioni di crescita del PIL a breve termine si fa riferimento a quelle fornite da DG ECFIN (European Economic Forecast, Autumn 2014). Le proiezioni di crescita settoriale per ciascun paese membro sono coerenti con le proiezioni macro a lungo termine e sono state ottenute dal modello di equilibrio economico generale GEM-E3 utilizzato dalla Commissione EU.

Per le proiezioni di crescita del PIL a breve termine si fa riferimento a quelle fornite da DG ECFIN (European Economic Forecast, Autumn 2014). Le proiezioni di crescita settoriale per ciascun paese membro sono coerenti con le proiezioni macro a lungo termine

TABELLA 3.2

Evoluzione delle variabili macroeconomiche.

Fonte: EU Reference Scenario 2016

Tassi di crescita medi annui (%)	16-20	20-25	25-30	30-35	35-40	40-45	45-50
PIL	1,37	1,18	1,19	1,50	1,57	1,48	1,60
V.A. Agricoltura	0,78	0,55	0,34	0,44	0,49	0,36	0,44
V.A. Costruzioni	1,49	0,93	1,22	1,72	1,85	1,65	1,70
V.A. Servizi	1,47	1,34	1,31	1,63	1,67	1,58	1,71
V.A. Industria	0,93	0,61	0,70	0,90	1,06	1,04	1,14
<i>Ferro e acciaio</i>	0,43	0,04	0,04	0,23	0,23	0,19	0,24
<i>Metalli non ferrosi</i>	1,13	0,59	0,30	0,32	0,30	0,12	0,09
<i>Chimica</i>	1,40	0,96	0,91	1,22	1,42	1,37	1,40
<i>Minerali non metallici</i>	1,83	1,51	1,36	1,30	1,50	1,21	1,18
<i>Carta e stampa</i>	1,17	1,00	0,83	1,06	1,26	1,15	1,21
<i>Altre Industrie</i>	0,80	0,49	0,67	0,90	0,96	1,05	1,03

e sono state ottenute dal modello di equilibrio economico generale GEM-E3 utilizzato dalla Commissione EU.

Prezzi internazionali delle fonti fossili

I prezzi delle fonti fossili costituiscono un fattore molto importante per l'evoluzione e la competitività economica di un sistema energetico, sia per la non perfetta sostituibilità fra fonti, specie nel breve-medio periodo, sia per la concentrazione di alcune risorse in pochi Paesi. Per le stesse ragioni il prezzo delle fonti fossili (soprattutto quello del petrolio) ha subito nel passato fluttuazioni molto elevate, risentendo dell'intero contesto politico ed economico internazionale. Per uniformità con gli scenari EUref2016 ed EUCO, le proiezioni di prezzo delle commodity energetiche sui mercati internazionali adottate, sono il risultato di simulazioni effettuate col modello di equilibrio parziale del sistema energetico globale PROMETHEUS⁸, utilizzato dalla Commissione, sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle risorse e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di estrazione.

Prezzi della CO₂ nel settore ETS

Nello scenario BASE il prezzo della CO₂ per il settore ETS, nel 2030 pari a 33,5 euro/tCO₂, è esogeno e proviene dallo scenario EUref2016. Negli scenari EUCO il prezzo della CO₂ nel settore ETS è rivisto al ribasso perché risente della sovrapposizione di misure/obiettivi di efficienza energetica che portano ad una ulteriore riduzione

TABELLA 3.3

Evoluzione del prezzo delle commodity energetiche⁹.

Fonte: EU Reference Scenario 2016

International Fuel prices (euro2013/boe ¹⁰)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2050
Petrolio	37,6	48,6	62,6	48,2	75,0	85,1	93,8	108,4
Gas (NCV)	26,2	32,5	39,5	38,8	48,3	52,2	56,8	65,0
Carbone	10,4	13,7	16,7	11,5	14,3	17,1	20,5	24,1

⁸ https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/analysis/models/docs/prometheus_en.pdf

⁹ I dati 2015 non sono a consuntivo ma proiezioni della Commissione Europea.

¹⁰ Boe = barile equivalente di petrolio.

TABELLA 3.4**Evoluzione attesa del prezzo della CO₂ nel settore ETS.**

Fonte: EU Reference Scenario 2016 – EUCO

Carbon value (euro2013/ tCO ₂)	2010	2015	2020	2025	2030	2050
Settore ETS	11,2	7,5	15,0	22,5	33,5 [BASE] 27,0 [SEN]	88,0

delle emissioni di CO₂, e quindi ad una minore domanda di permessi di emissione. Per quanto riguarda lo scenario SEN, al 2030 si è assunto lo stesso prezzo dello scenario EU2030, pari a 27 euro/tCO₂.

La Tabella 3.4 mostra l'evoluzione attesa del prezzo della CO₂ dal 2010 al 2050.

3.2.2

Ulteriori ipotesi sul settore trasporti e import elettrico

Per la definizione del possibile percorso di evoluzione del sistema energetico sono indispensabili ulteriori informazioni legate ai potenziali delle fonti energetiche o di penetrazione tecnologica, l'evoluzione della domanda di mobilità, gli effetti di politiche e misure già definite.

Settore trasporti

Particolarmente significative per la definizione di uno scenario sono le ipotesi sull'evoluzione della richiesta di mobilità passeggeri e merci, declinati secondo le proprie specificità, che caratterizzano il settore trasporti. La proiezione della domanda dei servizi di mobilità (mobilità passeggeri e movimentazione merci), è proiettata negli anni secondo tassi differenti e dipende da variabili quali Prodotto Interno Lordo (PIL), popolazione, prezzo del petrolio, eccetera le cui "stime" rappresentano le ipotesi di scenario. Nello scenario SEN si è fatto riferimento a proiezioni esogene dell'evoluzione di questi segmenti derivanti dallo scenario *EU Reference 2016* della Commissione Europea (Tabella 3.5).

Nella SEN sono implementate politiche aggiuntive sull'intermodalità, soprattutto nel trasporto passeggeri, e in particolare di potenziamenti possibili nell'arco di tempo considerato legati allo sviluppo delle

11 Strategie per le infrastrutture di trasporto e logistica, allegato al DEF 2016.

TABELLA 3.5**Ipotesi di mobilità passeggeri e merci nello scenario EuRef2016.**

Fonte: EU Reference Scenario 2016

Attività Trasporti	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Trasporto passeggeri (Gpkm ¹²)	943,0	931,3	952,1	967,4	1.019,7	1.052,3	1.091,0
Trasporto pubblico su strada	93,4	101,0	102,2	104,8	107,4	109,4	111,3
Auto private	713,9	677,0	698,4	703,1	736,4	753,5	778,4
Motocicli	42,0	49,5	41,5	43,3	45,1	46,9	48,8
Treno	55,2	56,1	54,3	55,3	62,3	67,1	71,8
Aviazione	33,5	42,7	50,9	55,9	63,4	70,1	75,4
Navigazione domestica	5,0	5,0	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2
Trasporto Merci (Gtkm ¹³)	253,2	302,6	268,4	271,1	289,8	306,3	323,2
Camion	192,4	225,5	201,6	203,1	217,1	229,8	243,0
Treno	22,8	22,8	18,6	20,0	22,0	23,5	24,9
Navigazione domestica	37,9	54,3	48,1	47,9	50,7	53,0	55,3

TABELLA 3.6**Variazione delle ipotesi di mobilità passeggeri nello scenario SEN**

al 2030. Fonte: Stima Tavolo Scenari su Strategie per le infrastrutture di trasporto e logistica 2016

Modalità di trasporto (Gpkm)	2015 EUref2016	2030 BASE	2030 SEN	Δ
Pubblico su strada	105	111	133	+22
Auto private e motocicli	746	827	776	-51
<i>di cui privato</i>	746	827	740	-87
<i>di cui car pooling</i>	≈0	-	31	+31
<i>di cui car/moto sharing</i>	≈0	-	5	+5
Ferroviario	55	72	82	+10
Aereo	56	75	75	-
Navigazione	5	5	5	-
Totale	967	1.091	1.072	-19
Ciclo e piedi	10	11	24	+13
Smart Working	≈0	-	6	+6

¹² Gpkm = miliardi di passeggeri per chilometro.¹³ Gtkm = miliardi di tonnellate di merci trasportate per chilometro.

Analisi di scenario

infrastrutture di trasporto e logistica di cui all'allegato del Ministero dei Trasporti al Documento di Economia e Finanza – DEF 2016⁴⁴ e degli effetti e della possibile evoluzione della mobilità alternativa come car sharing, car pooling, ma anche della diffusione di smart working e utilizzo delle biciclette in ambito urbano (Tabella 3.6).

La Strategia per le Infrastrutture di Trasporto e Logistica del MIT (DEF 2016) individua un *target di mobilità sostenibile* e un *target di accessibilità* che sono stati ripresi nella SEN.

- Target mobilità sostenibile: ripartizione modale della mobilità urbana: 40% trasporto pubblico, 10% mobilità ciclo-pedonale, 50% auto privata, +20% km di tram/metro per abitante in aree urbane entro il 2030.
- Target di accessibilità: +30% della popolazione servita dall'alta velocità entro il 2030 e massimo 2h per accedere a porti ed aeroporti della rete core.

L'evoluzione della smart mobility impatta lo sviluppo della mobilità privata, variandone i principali parametri. Le principali leve considerate sono:

- smart working che riduce la domanda di mobilità (impattando sia sul trasporto privato che pubblico);
- car pooling che incrementa il *Load Factor* delle autovetture;
- car/moto sharing che triplica la percorrenza media delle autovetture in sharing.

A completare il quadro di contorno per la realizzazione dello scenario di riferimento sono state adottate, come da normativa vigente, le seguenti ipotesi di policy per il settore trasporti:

- per la promozione dell'uso di biocarburanti ed elettricità nel settore, al 2020 almeno il 10% dei consumi del settore da FER;
- per la regolamentazione dei livelli di emissioni di auto e veicoli commerciali leggeri di nuova immatricolazione, il livello medio delle emissioni di CO₂ delle autovetture nuove non deve superare i 130 gCO₂/km dal 2015 (65% della flotta nel 2012, 75% nel 2013, 80% nel 2014) e i 95 gCO₂/km a partire dal 2020; il livello medio delle emissioni di CO₂ dei veicoli commerciali leggeri nuovi non deve superare i 175 gCO₂/km dal 2017 (70% della flotta nel 2014, 75% nel 2015, 80% nel 2016) e i 147 gCO₂/km a partire dal 2020.

Sono state introdotte priorità, elementi derivanti da politiche, analisi di dettaglio e elementi strategici anche per gli altri settori.

- sempre per i trasporti, sono stati considerati gli obiettivi del decreto legislativo 257/2016 di attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), stimandone gli impatti in quote di GNL in:
 - 50% dei bunkeraggi navali nazionali e una parte di quelli internazionali al 2030;
 - Il 30% del trasporto merci pesanti al 2030 (in termini di t/km);
 - Il 15% del trasporto merci leggeri a CNG.
- Il potenziale massimo installabile considerato al 2030 per eolico e fotovoltaico è rispettivamente 17 GW (+ 1 GW di eolico off-shore) e 50 GW.
- Incremento dell'efficienza energetica nell'industria.
- Per i nuovi impianti a bioenergie di media e grande taglia, caratterizzati da costi variabili elevati e connessi ai prezzi delle materie prime, che implicano elevati incentivi, nonché per i problemi di emissioni inquinanti, si è ritenuto non opportuno un ulteriore sviluppo nel sistema elettrico; per diverse forme di bioenergie, la SEN apre però la strada ad un potenziamento degli strumenti di sostegno alla produzione di biometano nei trasporti.
- Mantenimento dell'attuale quota di bioenergia ad eccezione dei bioliquidi, considerando solo filiere non in competizione con il mondo agricolo, e quindi solo bio-energie da scarti e residui agricoli o cittadini e prodotti di secondo raccolto.

Net import elettrico

Uno scenario elettrico nazionale, che sia coerente con gli obiettivi di sicurezza e sostenibilità, deve adottare delle ipotesi di evoluzione coerenti anche da parte degli altri Paesi. In questo senso il valore di saldo import/export di energia elettrica intorno ai 28,5 TWh, adottato negli scenari presentati in questo documento, appare al momento in linea con la sicurezza degli approvvigionamenti e con le evoluzioni in corso o prevedibili nei mix di generazione dei principali Paesi partner. Il valore considerato è:

- in linea con gli scenari della Commissione (≈ 32 TWh), a meno di un maggiore export tramite la prevista interconnessione con la Tunisia;
- non troppo problematico in termini di sicurezza degli approvvigionamenti;

- coerente con le esigenze di mantenimento del parco termoelettrico nazionale, e quindi anche con il *capacity market*;
- coerente con le evoluzioni in corso o prevedibili nei mix di generazione dei principali Paesi partner (parco nucleare francese e parco a carbone e a lignite tedesco).

3.3

IL CONTRIBUTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

L'Italia presenta performance elevate in termini di efficienza energetica rispetto alla media europea grazie agli ingenti interventi di efficientamento che hanno da sempre caratterizzato il sistema produttivo ed economico italiano (Figura 3.1). L'efficienza energetica contribuisce trasversalmente a raggiungere sia gli obiettivi di riduzione delle emissioni per i settori ETS e non-ETS (*Effort Sharing Directive* – ESD), che gli obiettivi sulle rinnovabili agendo sul denominatore del target, ma concorre al tempo stesso a garantire maggiore sicurezza di approvvigionamento attraverso la riduzione del fabbisogno energetico, per questi motivi l'efficienza energetica costituisce uno dei pilastri principali della SEN 2017.

Obiettivo della SEN è, infatti, sostenere la riduzione dei consumi per favorire il raggiungimento del target di efficienza energetica della Commissione europea al 2030 fissato a meno 30% in energia primaria a livello EU, secondo quanto indicato dal *Clean Energy Package* nella proposta di direttiva EED¹⁴. La Commissione Europea ha valutato l'impatto dei nuovi obiettivi comunitari al 2030¹⁵ con target via via più ambiziosi per l'efficienza energetica. Per il presente lavoro l'attenzione si è concentrata in particolare sul confronto con lo scenario EUCO30¹⁶ perché in linea con l'obiettivo di risparmio dei consumi finali del -1,5% annuo nel periodo 2021-2030.

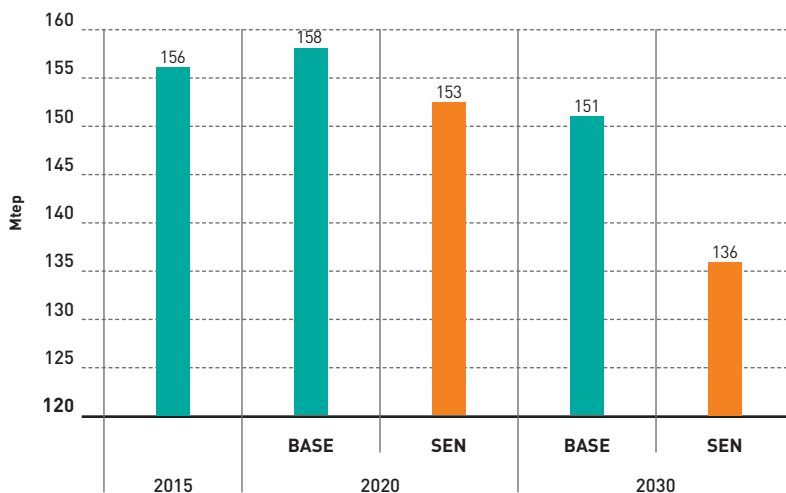
¹⁴ Gli emendamenti del Parlamento Europeo alla proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (COM(2016)0761-C8-0498/2016-2016/0376(COD)), approvati il 17 gennaio 2018, portano l'obiettivo efficienza al meno 35%.

¹⁵ *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, December 2016.

¹⁶ Scenario che, a livello europeo, consente di ottenere una riduzione delle emissioni di GHG di almeno il 40% (rispetto al 1990) con la ripartizione dell'obiettivo tra settore ETS (riduzione del 43%) e non-ETS (riduzione del 30%), una quota del 27% di energie rinnovabili e un target di efficienza energetica del 30%.

FIGURA 3.1**Fabbisogno di energia primaria negli scenari BASE e SEN.**

Fonte: Elaborazione RSE



L'obiettivo di efficienza energetica primaria è determinato rispetto ai valori del precedente scenario di riferimento EUref2007¹⁷ al 2030 e in questi termini lo scenario SEN presenta una riduzione del 42%, superiore a quanto indicato per l'Italia anche nello scenario EUCO30 (indicato come EUCO30_IT in Tabella 3.7). Differente è invece il caso dello scenario EUCO+35, che raggiunge a livello EU il 35% di efficienza primaria, dove all'Italia viene riconosciuta una riduzione dei consumi energetici primari pari al 46%.

Lo scenario BASE, a fronte di una prima ripresa dei consumi nel primo quinquennio di analisi, è caratterizzato da significativi incrementi dell'efficienza energetica per tutto il periodo di proiezione, fino a raggiungere i 151 Mtep di fabbisogno primario nel 2030.

Grazie al ruolo determinante dell'efficienza energetica e i nuovi target al 2030, l'evoluzione del fabbisogno nello scenario SEN non prevede inversioni di marcia. Rispetto al 2015 lo scenario presenta circa 20 Mtep in meno di richiesta primaria (136 Mtep nel 2030) ed

¹⁷ *European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2007, DG Energy and Transport. April 2008.*

Analisi di scenario

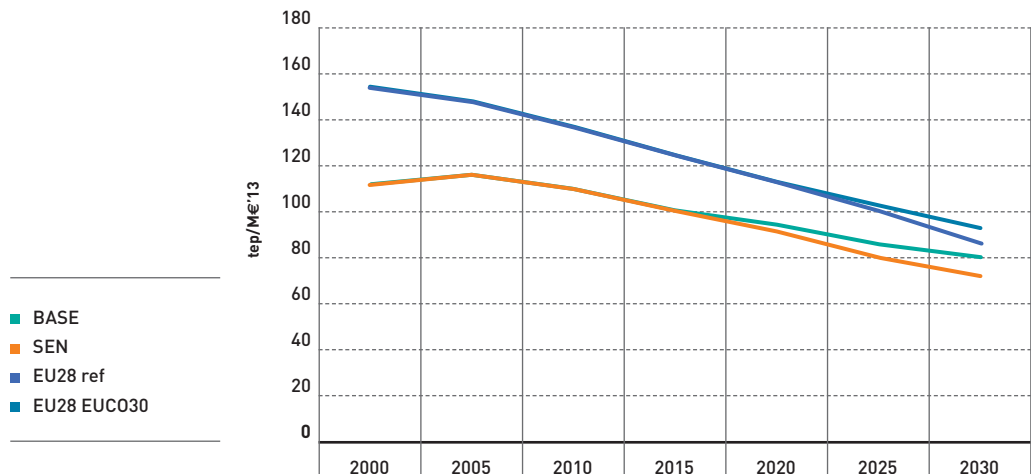
TABELLA 3.7

Indicatore di efficienza: riduzione dei consumi energetici primari in diversi scenari 2020-2030. Fonte: RSE e elaborazione su dati CE

Indicatore efficienza	2020	2030
Obiettivo EU28 CE	-20%	-30%
SEN	-31%	-42%
BASE	-28%	-35%
EUCO30_IT ¹⁸	-26%	-41%
EUCO+35_IT	-26%	-46%
EUref2016_IT	-26%	-35%

FIGURA 3.2

Intensità energetica del PIL per l'Italia (BASE e SEN) e media EU28 (EUref e EUCO30). Fonte: Elaborazione RSE



¹⁸ La presenza della desinenza "_IT" aggiunta al nome degli scenari europei indica che ci si riferisce ai risultati relativi al solo dominio nazionale.

evidenzia un disaccoppiamento sempre più marcato tra il consumo interno lordo di energia primaria e la crescita del PIL.

Nel decennio 2000-2010 la decrescita dell'intensità energetica è stata piuttosto lenta, con un tasso del meno 0,2% medio annuo. Analizzando l'ultimo quinquennio (2010-2015), però, si osservano ritmi molto più sostenuti, circa -1,88% medio annuo. La decrescita dell'intensità energetica raggiunge un tasso medio annuo del 2,14% nel periodo 2015-2030, avvicinandosi alla media europea presentata nello scenario EUCO30_EU28 (2,4% medio annuo) – Figura 3.2.

L'obiettivo di efficienza energetica fin qui analizzato si traduce in “nuovi” risparmi energetici nell'uso finale, per l'intero periodo obbligatorio 2021-2030, pari all'1,5% annuo *delle vendite annue di energia* nel triennio 2016-2018 (escludendo il settore trasporti), in accordo alla proposta di nuova direttiva sull'efficienza energetica (COM(2016) 761 final)¹⁹. La stessa proposta di direttiva permette di includere criteri di flessibilità che rendono meno stringente il tasso annuo di riduzione, fino al livello di 1,125%.

L'obiettivo efficienza, insieme con il target SEN sulla quota di fonti rinnovabili sui consumi finali lordi (28%), individua la riduzione dei consumi finali rispetto allo scenario BASE, circa 10,2 Mtep al 2030, ma soprattutto determina il contributo atteso per settore e il percorso ottimale per il raggiungimento della configurazione SEN (Figura 3.3).

Secondo l'analisi esistono importanti opportunità in tutti i settori di impiego per contrarre in modo sostanziale la domanda di energia, seppur in misura differente, e riuscire a ridurre i consumi al 2030 dai 118 Mtep dello scenario BASE ai circa 108 Mtep dello scenario SEN (Figura 3.4).

La soluzione ottimizzata dello scenario SEN individua nel settore civile (residenziale + terziario) il principale attore degli interventi di efficientamento, con una riduzione dei consumi di energia di circa 6 Mtep rispetto allo scenario BASE al 2030. In particolare il settore residenziale contribuisce per 3,7 Mtep di tale contrazione, mentre il terziario riduce le proiezioni dei propri consumi di 2,3 Mtep, grazie agli interventi di riqualificazione edilizia e penetrazione di pompe di calore, oltre ad un forte efficientamento di tutti i dispositivi di uso finale. Un altro contributo rilevante proviene dal settore trasporti che, grazie alle ipotesi di spostamento della mobilità passeggeri privata verso la mobilità collettiva e/o smart mobility e all'efficientamento dei veicoli,

¹⁹ COM(2016) 761 final: proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

FIGURA 3.3

Variazione dei consumi finali per settore nello scenario SEN rispetto al BASE. Fonte: Elaborazione RSE

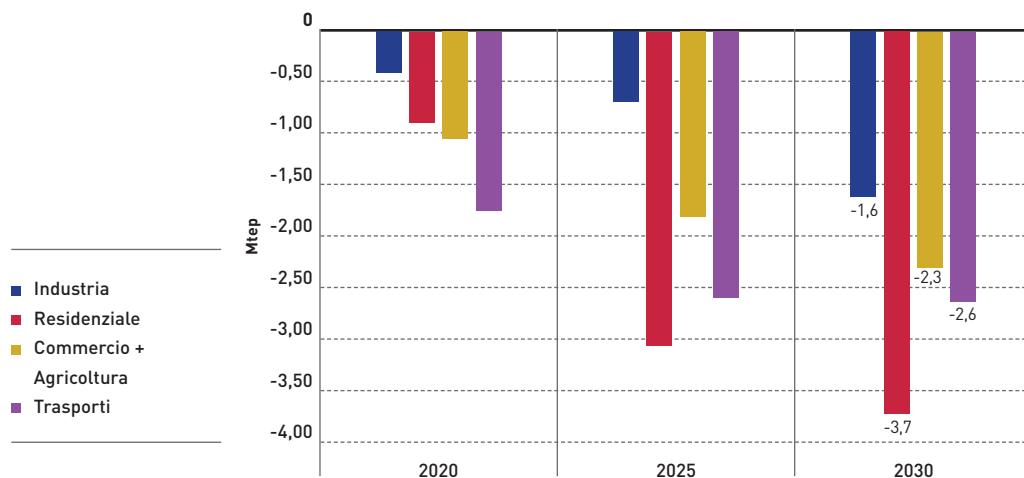


FIGURA 3.4

Evoluzione dei consumi di uso finale per settore nello scenario SEN. Fonte: Elaborazione RSE

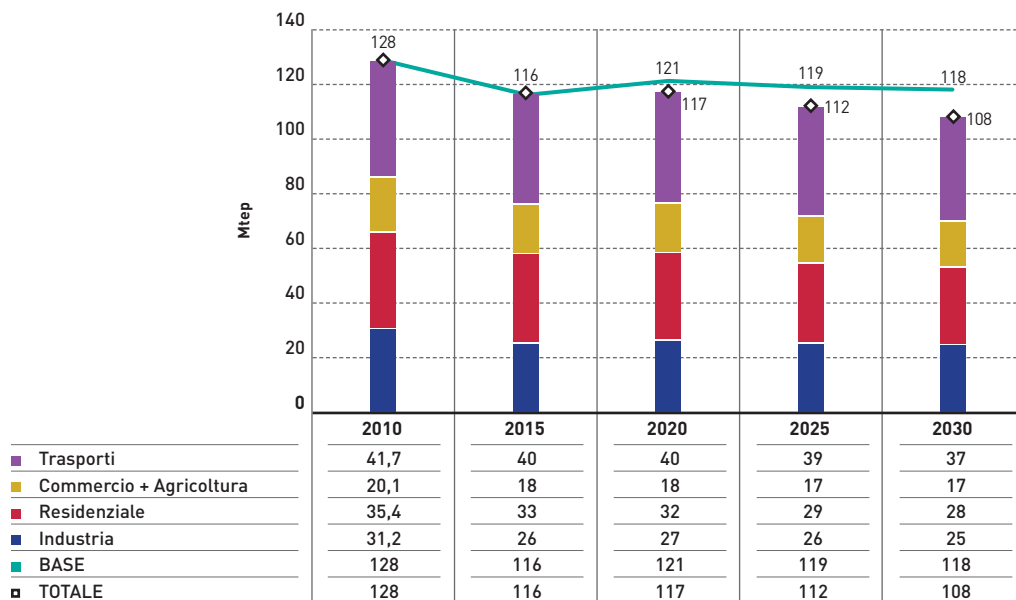
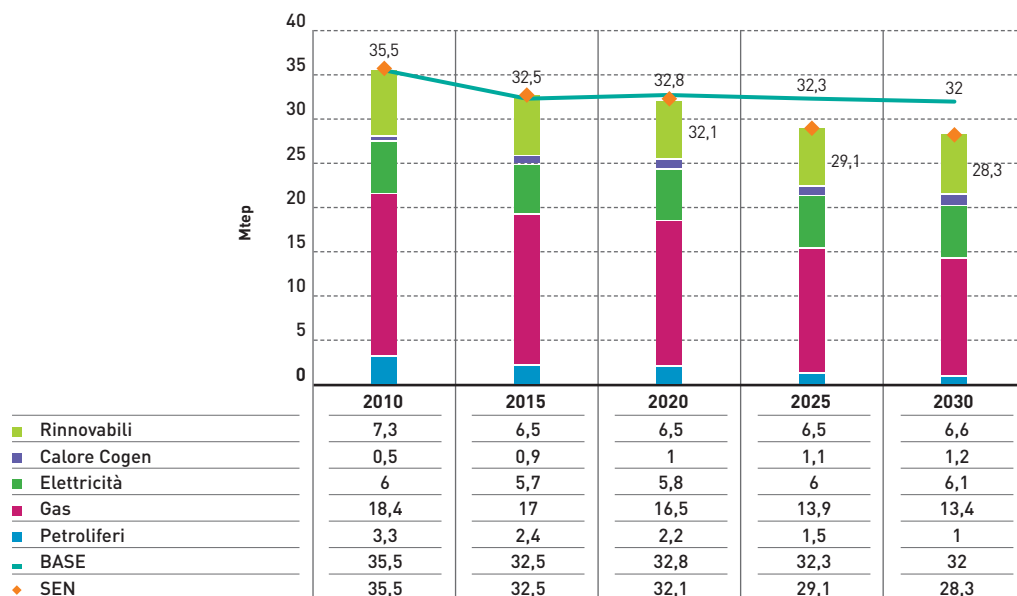


TABELLA 3.8**Consumi finali per settore nel 2015 e 2016.**

Fonte: Elaborazione RSE su dati Eurostat

Mtep	2015	2016	var. % 2016/2015
Industria	25,8	26,2	1,4
Residenziale	32,5	32,2	-1,0
Commerciale	15,4	15,44	0,3
Agricoltura	2,99	3,03	1,1
Trasporti	39,5	39,1	-1,1
TOTALE	116,2	115,9	-0,3

FIGURA 3.5**Evoluzione dei consumi²⁰ del settore residenziale per fonte nello scenario SEN.** Fonte: Elaborazione RSE

²⁰ I consumi del settore sono definiti e contabilizzati secondo aggregazione Eurostat (non includono il contributo aerotermico delle PdC, ossia il calore utile sottratto all'ambiente esterno dalle pompe).

riesce a contribuire al gap tra i due scenari al 2030 per circa 2,6 Mtep. Il settore industriale consegue una riduzione dei consumi di circa 1,6 Mtep, ma non per questo è da considerarsi un settore con poche opportunità di intervento nel campo dell'efficienza: già nello scenario BASE il settore contribuisce a raggiungere e superare gli obiettivi di riduzione delle emissioni del settore ETS grazie ad un elevato efficientamento dei processi produttivi, per cui già una buona parte del potenziale di risparmio è sfruttata nella evoluzione di riferimento.

Naturalmente il differente contributo dipende da molteplici fattori, anche banalmente dal diverso peso dei settori sul fabbisogno dell'intero sistema: nel 2015, il settore civile rappresentava il 43,7%, l'industria il 22,3%, i trasporti il 34% dei consumi totali.

3.3.1

Il settore civile: evoluzione e interventi

L'evoluzione dei consumi energetici nel settore civile risente principalmente della combinazione delle ipotesi che hanno portato alla definizione delle proiezioni delle domande di servizio energetico e dell'obiettivo di efficientamento della SEN al 2030 secondo la proposta di direttiva EED.

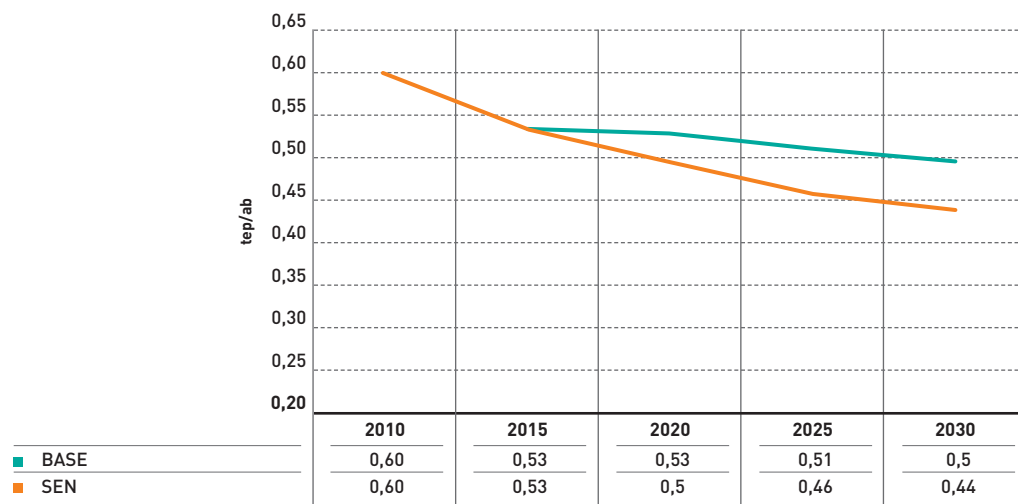
Settore residenziale

Nello scenario BASE, nonostante la crescita della popolazione, i consumi del settore residenziale rimangono stabili intorno al livello del 2015 durante tutto il periodo di proiezione²¹. Nello scenario SEN tale settore riveste il ruolo di principale contributore alla riduzione dei consumi. La riduzione dei consumi richiesta dalla proposta di direttiva sull'efficienza energetica, infatti, influenza maggiormente il settore residenziale: l'efficienza energetica nel settore viene sostenuta dalla diffusione di apparecchiature energetiche più efficienti in sostituzione di quelle esistenti (illuminazione con ampia diffusione dei led, elettrodomestici e apparecchiature varie più performanti), ma la contrazione della domanda di energia interessa soprattutto il fabbisogno termico del settore (riscaldamento e acqua calda sanitaria), grazie alla riqualificazione energetica degli edifici vecchi, al ricorso a pompe di calore a

²¹ Si evidenzia che nello scenario BASE è considerato un tasso di ristrutturazione delle abitazioni dello 0,56% medio annuo e le nuove costruzioni rispettano i requisiti minimi PANZEB.

FIGURA 3.6**Intensità energetica del settore residenziale (consumi/abitanti).**

Fonte: Elaborazione RSE



ciclo annuale per il riscaldamento e raffrescamento e alla diffusione di tecnologie a fonti rinnovabili sempre più efficienti.

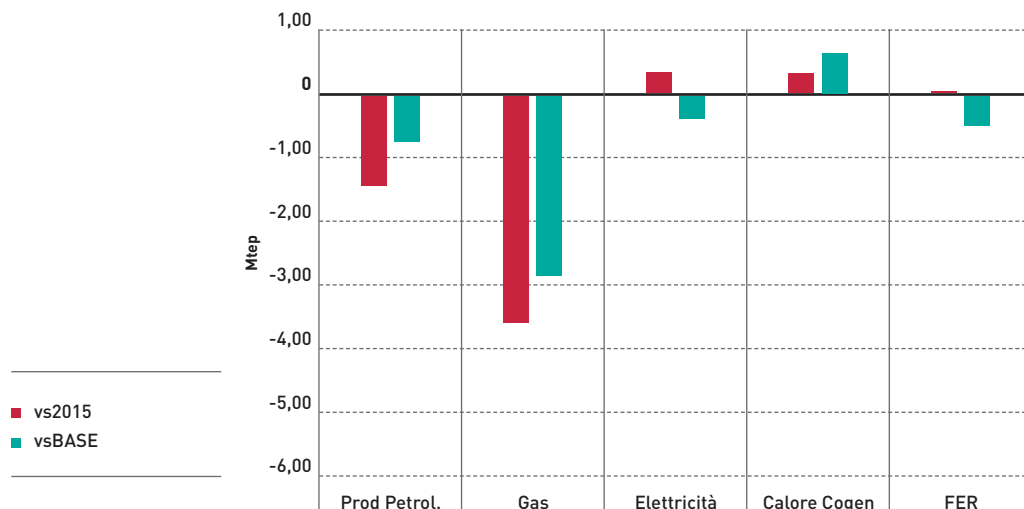
La domanda di energia si disaccoppia dalla crescita del reddito rispetto alle tendenze passate e attuali, grazie alle politiche di efficienza energetica nello scenario BASE e all'intensificarsi delle stesse nello scenario SEN, portando ad un significativo miglioramento di intensità energetica per abitante nel medio termine.

Il settore è influenzato anche dagli obiettivi FER della SEN. Il raggiungimento dei target è affidato da una lato alla diffusione di impianti solari termici, alla sostituzione delle tecnologie a biomasse con impianti molto più efficienti e alle pompe di calore annuali, dall'altro attraverso l'integrazione di rinnovabili negli edifici di nuova costruzione o nelle ristrutturazioni integrali. Gli obiettivi sulle FER (espressi in termini %) sostengono anche l'efficienza energetica in quanto, riducendo il denominatore, permettono di raggiungere più agevolmente i target SEN.

Come effetto di tutti gli obiettivi si prospettano cambiamenti tra gli equilibri del mix energetico del settore. La riduzione dei consumi negli usi termici influenza principalmente i consumi di gas naturale e i prodotti petroliferi che, al 2030, presentano rispettivamente una

FIGURA 3.7

Variatione dei consumi residenziali al 2030 per fonte rispetto ai valori 2015 e allo scenario BASE. Fonte: Elaborazione RSE



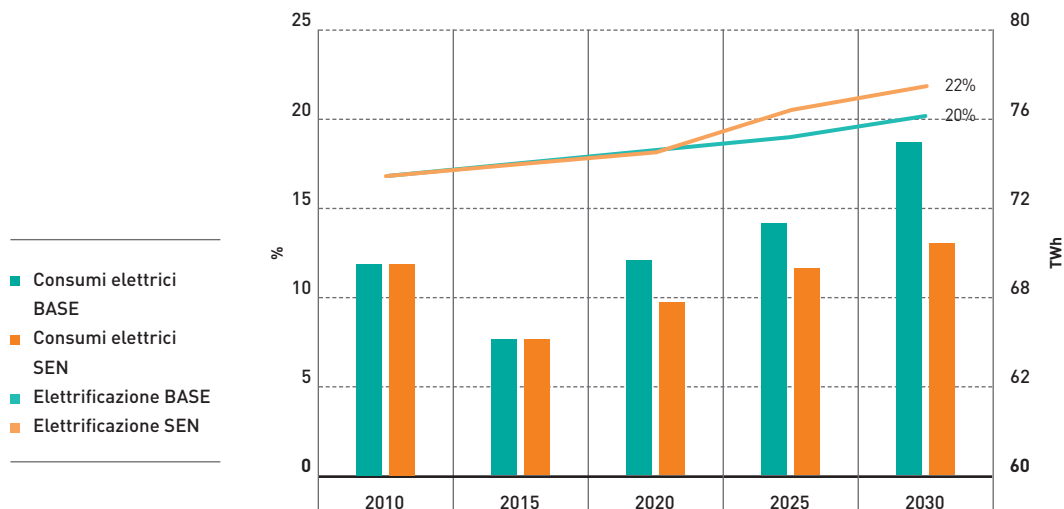
contrazione del 21% e 59% rispetto ai livelli di consumo del 2015.

Le rinnovabili sono costanti nel tempo, paragonabili ai livelli 2015, e con una leggera flessione rispetto allo scenario BASE al 2030. In realtà cresce il loro contributo al soddisfacimento della domanda finale lorda di energia secondo la direttiva 2009/28/EC grazie alla contabilizzazione del contributo aerotermico delle pompe di calore e alla riduzione dei consumi finali. Come accennato precedentemente, gli impianti a biomasse obsoleti sono sostituiti con tecnologie sempre più efficienti, in linea con le politiche europee sulla qualità dell'aria (*Air Quality Directive*), portando ad una stabilizzazione in termini di contributo energetico delle biomasse. Interessante anche l'incremento del ricorso alla cogenerazione, in particolare da fonti rinnovabili (+30% rispetto ad oggi).

Secondo l'evoluzione SEN, la crescente richiesta di "servizi elettrici" (pompe di calore, condizionamento e usi cucina) è compensata dal miglioramento delle prestazioni medie delle *appliances* (in particolare elettrodomestici e ampia diffusione dei led nell'illuminazione). La curva di domanda elettrica nel settore risulta in continua crescita nella evoluzione BASE mentre nello scenario SEN si ritorna ai consumi elettrici del 2010 solo nel 2025 (Figura 3.8). Di contro, l'elettrifica-

FIGURA 3.8**Domanda elettrica (TWh) e elettrificazione (%) nel settore residenziale.**

Fonte: Elaborazione RSE

**TABELLA 3.9****Principali interventi nel settore residenziale aggiuntivi rispetto allo scenario BASE. Fonte: Elaborazione RSE**

Intervento	Descrizione (valori aggiuntivi rispetto al BASE)	Risparmio al 2030 (Mtep)
Riqualificazione edifici	1,7 milioni di unità abitative	0,7
Pompe di calore	2 milioni di impianti ²²	1,4
Caldaie a condensazione, usi cucina, tecn. bio	Efficientamento tecnologico	0,7
Apparecchiature elettriche e illuminazione	Efficientamento tecnologico	0,7
Teleriscaldamento	+30% di teleriscaldamento vs 2015	0,2
TOTALE		3,7

²² Include anche le pompe di calore a gas.

Analisi di scenario

TABELLA 3.10

Principali investimenti cumulati del settore residenziale nel periodo 2016-2030. Fonte: Elaborazione RSE

Miliardi euro 2010	SEN	BASE	Delta vs BASE
Riqualificazione edilizia	67,0 ²³	28,0 ²⁴	39,0
Pompe di calore	25,2	12,9	12,3
Riscaldamento, acqua calda sanitaria e cucina	27,9	30,3	-2,4
Apparecchiature elettriche	52,3	49,5	2,8
Raffrescamento	4,5	11,7	-7,2
TOTALE	176,9	132,4	43,5

zione del settore è destinata a continuare anche nei prossimi decenni, con un accento più marcato nello scenario SEN: nel 2030 il contributo dell'elettricità sul totale del fabbisogno energetico del residenziale raggiunge il 20% e 22%, rispettivamente negli scenari BASE e SEN.

La Tabella 3.9 fornisce un quadro riassuntivo degli interventi nel settore residenziale quantificando i risparmi attesi per tipologia di intervento.

La scelta di opzioni più performanti rispetto allo scenario BASE comporta maggiori investimenti nel periodo di indagine (Tabella 3.10) portando ad un incremento di quasi 45 miliardi di euro cumulati rispetto allo scenario BASE. Particolarmente significativi gli investimenti in riqualificazione edilizia e i rifacimenti di impianto con pompe di calore annuali. Gli investimenti per raffrescamento sembrano contrarsi nello scenario SEN ma solo perché confluiscono nella sezione "pompe di calore annuali" che suppliscono le domande di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria.

Lo scenario analizzato non prende in considerazione particolari forme di incentivazione, politiche o misure per realizzare l'evoluzione tecnologica prospettata, ma indica il percorso tecnologico, e i

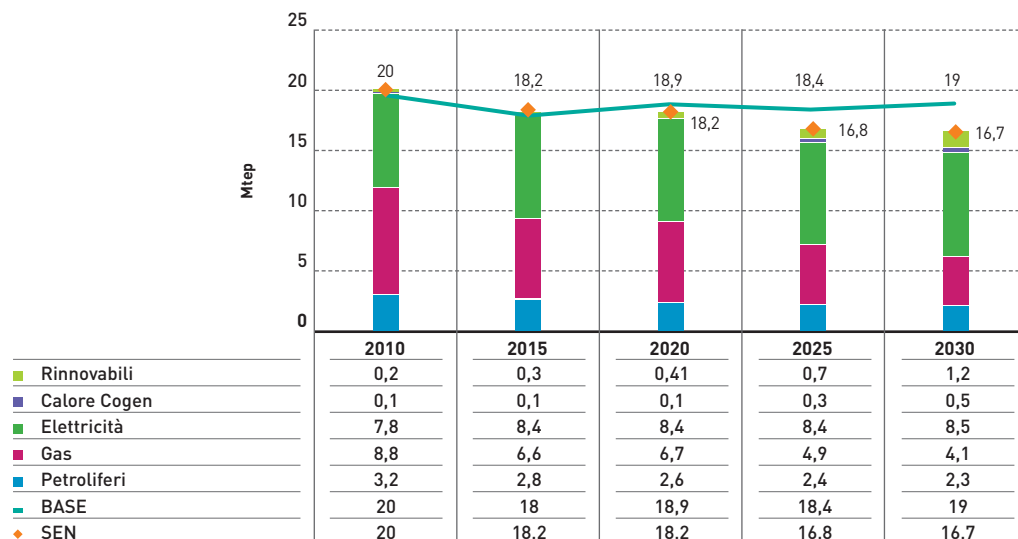
²³ Il costo degli interventi include anche le riqualificazioni effettuate nello scenario BASE, pari a 28 miliardi di euro.

²⁴ Il costo degli interventi cumulati di riqualificazione edilizia imposta nello scenario BASE con tasso dello 0,56% annuo, come i trend attuali da serie ISTAT, è stimato extra-modello su 28 miliardi di euro.

FIGURA 3.9

Consumi del settore terziario + agricoltura per fonte nello scenario SEN.

Fonte: Elaborazione RSE



relativi costi, che permette di perseguire gli obiettivi al 2030 indicati nella Strategia Energetica Nazionale, al minimo costo del sistema²⁵.

Settore Terziario e Agricoltura

Nello scenario BASE le politiche di *ecodesign* e di efficienza energetica, derivanti in particolare dagli obblighi derivanti dall'EED al 2020 e dalle politiche sul rendimento energetico degli edifici, riescono a contrastare gli effetti dell'incremento dell'attività settoriale, portando la domanda finale di energia appena sopra ai valori del 2015 per tutto il periodo della proiezione e stabilizzando i consumi.

Nello scenario SEN, il settore è chiamato dagli obiettivi al 2030 a ricorrere in maniera più incisiva all'efficienza energetica riducendo i propri consumi energetici di 2,3 Mtep rispetto allo scenario BASE.

Lo scenario SEN delinea una risposta del terziario in linea con il

²⁵ Esclusi i costi delle infrastrutture.

FIGURA 3.10

Intensità energetica del settore terziario (consumi finali/valore aggiunto).

Fonte: Elaborazione RSE

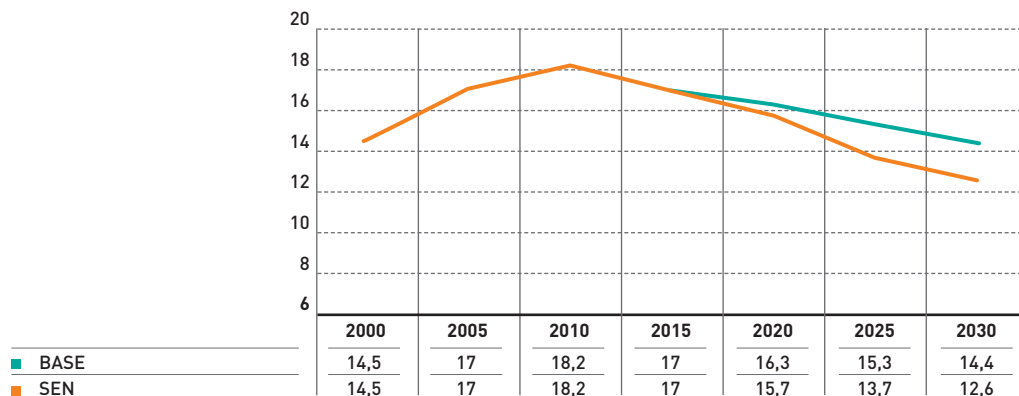


FIGURA 3.11

Variazione dei consumi per fonte nei settori terziario e agricoltura al 2030 nello scenario SEN rispetto ai valori 2015 e allo scenario BASE.

Fonte: Elaborazione RSE

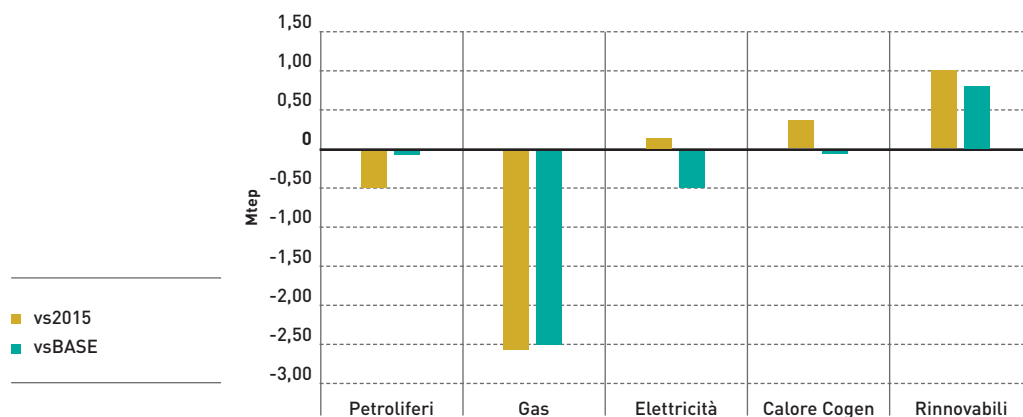


TABELLA 3.11

Principali interventi nel settore terziario aggiuntivi rispetto allo scenario BASE. Fonte: Elaborazione RSE

Intervento	Descrizione (valori aggiuntivi rispetto al BASE)	Risparmio al 2030 (Mtep)
Riqualificazione edifici	1% annuo	0,9
Riscaldamento (incluso pompe di calore), raffrescamento e usi cucina	Efficientamento tecnologico	0,5
Apparecchiature elettriche e illuminazione	Efficientamento tecnologico	0,9
TOTALE		2,3

TABELLA 3.12

Principali investimenti cumulati del settore terziario e agricoltura nel periodo 2016-2030 (miliardi di euro2010). Fonte: Elaborazione RSE

	SEN	BASE	Delta vs BASE
Riqualificazione edifici	32,2	0,54 ²⁶	31,70
Riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria	28,4	27,3	1,1
Pompe di calore	15,5	14,8	0,7
Apparecchiature elettriche e illuminazione	22,3	18,0	4,3
Usi cucina	3,8	3,6	0,2
TOTALE	102,2	64,2	38,0

settore residenziale registrando una maggiore diffusione di tecnologie e apparecchiature più performanti, una maggiore incisività degli interventi di riqualificazione energetica e un sempre più forte ricorso alla energia elettrica negli usi termici (pompe di calore).

La combinazione di questi fattori riesce a contenere la crescente richiesta di servizi energetici, portando nello scenario SEN a una ulteriore contrazione dell'intensità energetica del settore terziario, a livelli più bassi degli anni 2000.

La concomitanza di obiettivi di efficienza energetica e target sulle fonti rinnovabili modifica il mix dei consumi. In particolare, rispetto alla situazione attuale, si evidenzia la contrazione del ricorso a

²⁶ Il costo degli interventi cumulati di riqualificazione edilizia pubblica imposti nello scenario BASE è stimato extra-modello intorno a 540 milioni di euro.

combustibili fossili, in particolare il gas, un incremento dei consumi elettrici ed una significativa crescita dei consumi di fonti rinnovabili e di calore cogenerativo. L'incremento della riqualificazione energetica degli edifici nel terziario e il ricorso a pompe di calore comprime principalmente i consumi di gas naturale. Rispetto allo scenario BASE, i consumi elettrici sono contenuti dal forte efficientamento delle apparecchiature elettriche e dalla diffusione di led che permettono di contrarre quasi di 0,9 Mtep i consumi. Il settore agricolo invece stabilizza i propri consumi senza grande variazione nel proprio mix di fonti energetiche.

La Tabella 3.11 fornisce un quadro riassuntivo degli interventi nel settore terziario quantificando i risparmi attesi per tipologia di intervento.

Buona parte degli interventi del terziario sono nella riqualificazione energetica degli edifici sia pubblici che privati del settore terziario, tipologia di intervento a lungo termine che a fronte di costi più elevati presenta benefici su un orizzonte molto lungo. La scelta di opzioni più performanti rispetto allo scenario BASE comporta maggiori investimenti anche per questo settore (Tabella 3.12): circa 37 miliardi di euro in più rispetto allo scenario BASE. Particolarmente significativi gli investimenti in riqualificazione edilizia e nell'illuminazione.

3.3.2

Il settore industriale: evoluzione e interventi

Lo scenario di riferimento (o BASE) presenta una lenta decrescita dei consumi industriali specifici e una stabilizzazione dei consumi legata ai vincoli emissivi per l'ETS e all'avanzamento tecnologico che spingono all'efficientamento del settore nonostante la ripresa delle produzioni. Nel settore industriale l'efficienza energetica costituisce la spinta principale alla riduzione dei consumi già nello scenario BASE, ma nello scenario SEN l'efficientamento risulta ancora più marcato.

Lo scenario SEN, infatti, non contempla cambiamenti radicali della struttura produttiva o delle tipologie di prodotti manifatturieri, né la delocalizzazione delle produzioni *energy-intensive*, per cui le principali opzioni per la decarbonizzazione del settore rimangono l'efficienza energetica, oltre ad un incremento dell'uso termico di rinnovabili e rifiuti.

Il settore industriale, già nello scenario di riferimento, raggiunge e supera gli obiettivi ETS per cui non è ulteriormente sfruttato il potenziale di risparmio presente nel settore.

Rispetto allo scenario BASE si ottiene una contrazione del fabbisogno energetico al 2030 di circa 1,6 Mtep, con significativi incremen-

FIGURA 3.12

Consumi del settore industriale per fonte nello scenario SEN.

Fonte: Elaborazione RSE

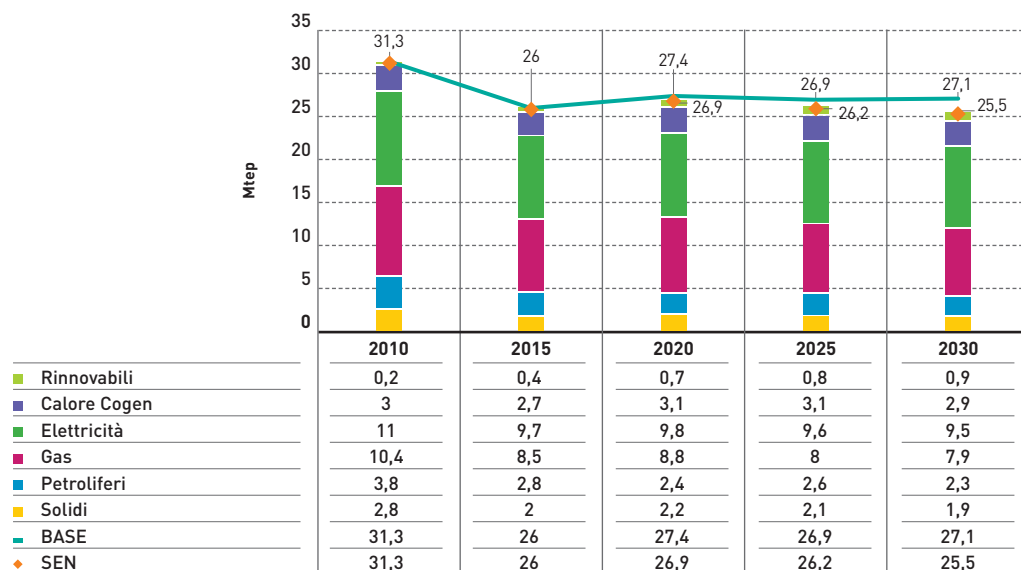
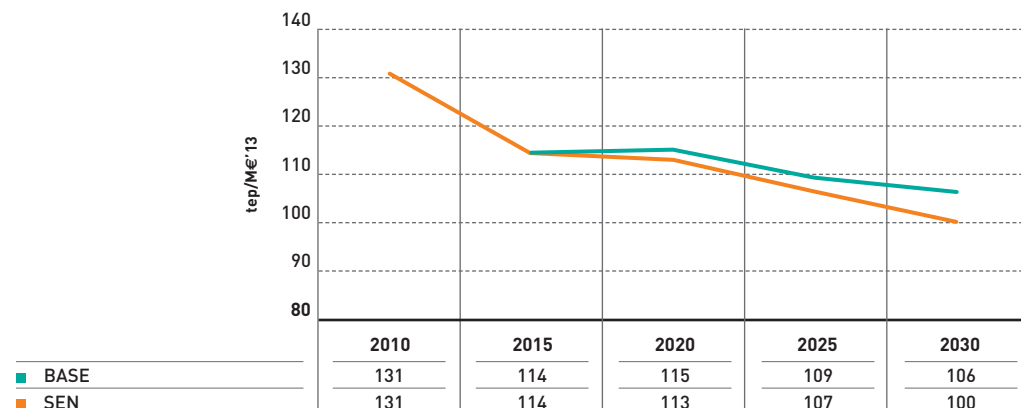


FIGURA 3.13

Evoluzione dell'intensità energetica nel settore industriale (consumi/valore aggiunto). Fonte: Elaborazione RSE



Analisi di scenario

FIGURA 3.14

Variazione dei consumi nel settore industriale per fonte nello scenario SEN al 2030 rispetto al 2015 e allo scenario BASE. Fonte: Elaborazione RSE

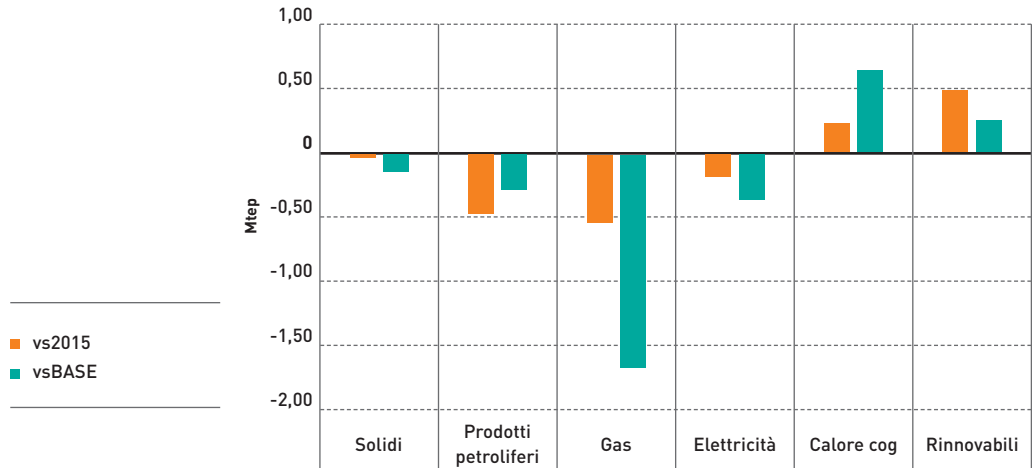


TABELLA 3.13

Principali interventi e risparmio atteso nel settore industriale rispetto allo scenario BASE. Fonte: Elaborazione RSE

Intervento	Descrizione	Risparmio al 2030 (Mtep aggiuntivi rispetto al BASE)
Efficientamento motori e utenze elettriche	Inclusa illuminazione	0,5
Cogenerazione, caldaie, recupero termico, efficienza	Efficientamento e sostituzione uso diretto gas	0,9
TOTALE		1,6

TABELLA 3.14

Principali investimenti cumulati nel settore industriale nel periodo 2016-30. Fonte: Elaborazione RSE

Milioni di euro2010	SEN	BASE	Delta vs BASE
Motori e usi elettrici	2.980	1.753	1.227
Cogenerazione e caldaie	2.990	1.320	1.670
Processi	36.980	28.180	8.800
TOTALE	42.950	31.253	11.697

ti di efficienza per unità di valore aggiunto (Figura 3.13). L'intensità energetica industriale, infatti, vede una contrazione doppia (-0,9% medio annuo) rispetto all'evoluzione tendenziale nel periodo 2016-2030, dettata dall'incremento dell'efficienza energetica soprattutto per l'ottimizzazione dei processi industriali e il recupero dei cascami termici.

L'efficientamento dei processi termici industriali e il ricorso a cogenerazione comportano una contrazione soprattutto dei consumi di gas naturale (-7% rispetto al 2015). Il ricorso al gas naturale viene intaccato anche dalla sostituzione con fonti energetiche rinnovabili (sostituzione di 0,3 Mtep al 2030 rispetto allo scenario BASE, legata al maggior utilizzo di rifiuti rinnovabili per la produzione di calore), sostenuta dagli obiettivi FER della SEN. Meno incisiva la riduzione dei consumi di prodotti petroliferi e carbone, perché strutturali per alcune branche industriali (Figura 3.14).

Nello Scenario SEN si delinea un'industria che contrae la propria domanda energetica, nonostante la crescita economica, di circa 1,6 Mtep rispetto ai livelli prospettati dal BASE, stabilizzando così i consumi intorno ai livelli del 2015, grazie al ricorso alla cogenerazione e all'utilizzo di motori più efficienti e sistemi di controllo e un miglioramento generale di efficienza nei dispositivi elettrici. Ulteriori risparmi sono dovuti a sistemi di riscaldamento elettrico, a interventi di efficientamento della compressione meccanica del vapore e soprattutto a interventi di recupero termico nei processi industriali ad alto contenuto di energia.

La Tabella 3.13 fornisce un quadro riassuntivo degli interventi nel settore industriale quantificando i risparmi attesi per tipologia di intervento.

La scelta di opzioni più performanti rispetto allo scenario BASE comporta maggiori investimenti anche per questo settore (Tabella 3.14): circa 12 miliardi di euro in più rispetto allo scenario BASE. Particolarmente significativi gli investimenti nel rinnovo dei processi industriali e nel recupero termico.

3.3.3

Il settore trasporti: evoluzione e interventi

Secondo lo scenario di riferimento, i consumi di energia nel settore trasporti tendono a stabilizzarsi nel lungo periodo a circa 40 Mtep nel 2030. L'aumento della domanda di mobilità ipotizzato in tutti i segmenti di traffico viene compensato dal miglioramento delle prestazioni medie dei mezzi di trasporto, in particolare nel trasporto stradale privato, per il quale si è ipotizzato vigente il regolamento sui

Analisi di scenario

FIGURA 3.15

Consumi del settore trasporti per fonte nello scenario SEN.

Fonte: Elaborazione RSE



FIGURA 3.16

Variazione dei consumi per modalità di trasporto al 2030

tra lo scenario SEN e lo scenario BASE. Fonte: Elaborazione RSE

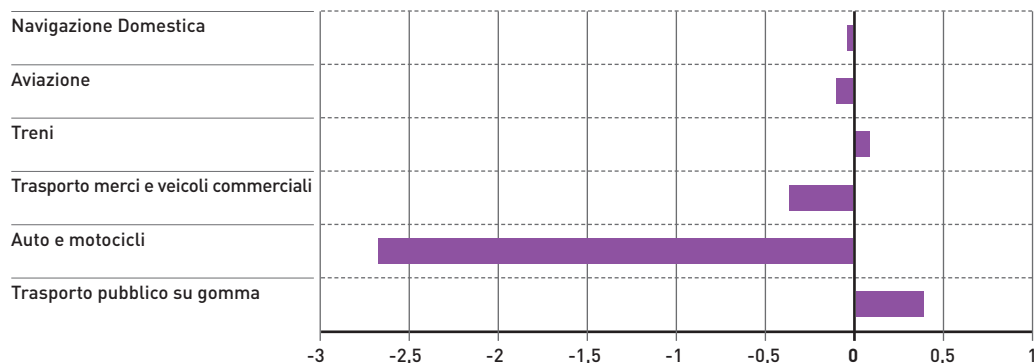


FIGURA 3.17

Intensità energetica del trasporto passeggeri
(consumi per passeggero/km). Fonte: Elaborazione RSE

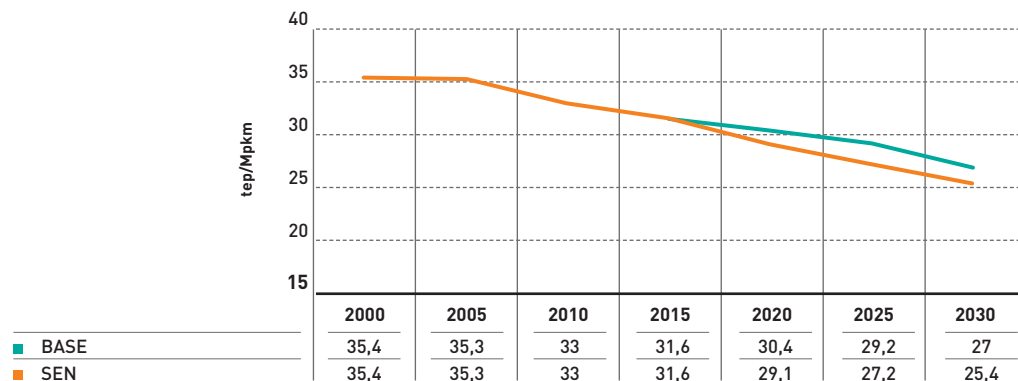
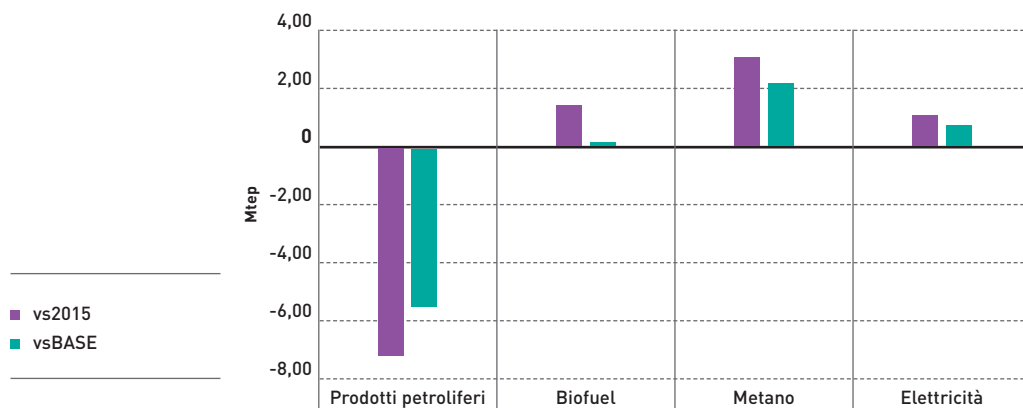


FIGURA 3.18

Variazione dei consumi del settore trasporti al 2030 per fonte rispetto al 2015 e allo scenario BASE²⁷. Fonte: Elaborazione RSE



²⁷ Nella quota metano è incluso il consumo di circa 0,8 Mtep di biometano.

Analisi di scenario

TABELLA 3.15

Caratterizzazione del trasporto passeggeri e merci su gomma nello scenario SEN. Fonte: Elaborazione RSE

Milioni di veicoli	2015	2030
Auto elettriche BEV	0,005	-1
Auto ibride PHEV	0,09	3,6
Auto metano e GPL	2,9	5,8
Auto tradizionali e ibride	34,2	-27
Autobus	0,098	0,125
Trasporto merci pesante	0,6	0,8
Trasporto merci leggero	3,4	3,8

livelli massimi di emissione dei veicoli di nuova immatricolazione.

Così come per gli altri settori, anche in quello dei trasporti esistono diverse soluzioni per spostare l'evoluzione verso configurazioni più sostenibili da un punto di vista ambientale e contribuire agli obiettivi SEN in termini di efficienza, rinnovabili e decarbonizzazione del settore. Lo scenario SEN evidenzia infatti la possibilità di ridurre del 7% i consumi prospettati dallo scenario BASE nel 2030. In Figura 3.15 è riportata la composizione per fonte dei consumi dello scenario SEN; la voce "Metano" è comprensiva della quota di biometano immessa in rete che nel 2030 ammonta a 0,8 Mtep.

Lo spostamento del trasporto privato verso forme collettive di mobilità ipotizzato (*shift* modale) e il ricorso a vetture sempre più efficienti, insieme allo sviluppo di infrastrutture per l'offerta di mobilità di mezzi di trasporto pubblici e privati alimentati elettricamente, portano ad una riduzione di 2,6 Mtep dei consumi al 2030 rispetto alla evoluzione BASE.

Rispetto allo scenario BASE, il principale contributore alla riduzione dei consumi è il trasporto auto, segmento nel quale è possibile ridurre di oltre 2,5 Mtep il fabbisogno energetico al 2030, per effetto della diffusione di veicoli elettrici, del miglioramento delle prestazioni dei veicoli ad alimentazione tradizionale, nonché dello *shift* ipotizzato di parte della mobilità passeggeri verso il trasporto collettivo (Figura 3.16). Di contro, proprio in relazione allo *shift* modale, si riscontra un lieve aumento dei consumi nel trasporto pubblico su gomma (+30%) e nei treni passeggeri (+15%).

Favorire l'intermodalità attraverso il potenziamento del trasporto pubblico locale, rappresenta una delle leve di intervento di maggior interesse nel settore per l'abbattimento delle emissioni e la riduzione dei consumi.

TABELLA 3.16

Principali investimenti cumulati nel settore trasporti nel periodo 2016-2030. Fonte: Elaborazione RSE

Milioni di euro2010	SEN	BASE	Delta vs BASE
Auto, moto e furgoni	825.852	814.851	11.001
Bus	30.486	26.689	3.796
Trucks	124.956	122.095	2.861
TOTALE	981.294	963.635	17.659

Rilevante contributo alla riduzione di consumi e emissioni giunge anche dal trasporto merci su gomma (attualmente responsabile di circa un terzo dei consumi del settore) grazie ad un incremento medio delle prestazioni dei propulsori, un maggior ricorso a biocarburanti e alimentazioni alternative.

Il trasporto passeggeri risulta, quindi, il principale settore di interesse per la riduzione dei consumi. Nonostante l'incremento dei consumi nel trasporto pubblico su gomma e su rotaia, l'intensità energetica di questo segmento si riduce con un tasso medio annuo del 1,5% nel periodo 2016-2030.

In termini di fonti energetiche, la riduzione dei consumi prospettata dallo Scenario SEN interessa in primis i prodotti petroliferi (circa 7 Mtep in meno rispetto ai livelli 2015), che nel BASE rappresentano l'alimentazione quasi esclusiva per l'intero periodo di analisi, oltre l'86% del totale al 2030. Nello Scenario SEN, invece, il petrolio soddisfa il 77% del fabbisogno totale al 2030. In forte aumento è il ricorso al metano e biocarburanti (come il biometano), grazie alla implementazione dei possibili effetti della direttiva DAFI nelle analisi SEN.

In crescita è anche l'elettrificazione del settore, il 5% del totale al 2030, ed il ricorso ad alimentazioni alternative per il trasporto stradale (GPL, metano ed elettricità complessivamente arrivano a coprire circa il 18% fabbisogno energetico del trasporto stradale al 2030).

Nell'evoluzione SEN il parco autobus vede la sostituzione delle alimentazioni tradizionali con veicoli elettrici ed alimentati a gas naturale, mentre i veicoli a gasolio utilizzano miscele con una più elevata percentuale di biocarburanti. Da segnalare la significativa penetrazione del GNL nel trasporto merci su gomma, così come da decreto DAFI.

La scelta di opzioni più performanti rispetto allo scenario BASE comporta maggiori investimenti anche per questo settore (Tabella 3.16): circa 18 miliardi di euro in più rispetto allo scenario BASE. Gli

Analisi di scenario

investimenti includono i costi sostenuti da cittadini e imprese per il periodico rinnovo del parco.

La presenza nello scenario SEN di shift modale dal trasporto passeggeri privato verso forme di modalità di trasporto collettive, riducendo il parco circolante, permette di contenere gli investimenti in automobili più efficienti e ad alimentazione elettrica.

Non sono inclusi i costi delle nuove infrastrutture (rotaie, colonnine di ricarica, strade, ...), né dello shift modale stesso.

3.4

IL SETTORE ELETTRICO NELLA SEN

3.4.1

L'evoluzione della domanda di energia elettrica

Nel 2017 la domanda elettrica (o richiesta di rete) in Italia è stata pari a 320,5 TWh, in crescita del 2% rispetto al valore del 2016 (+6 TWh). Osservando la Tabella 3.17, La distribuzione dei consumi finali di energia elettrica per settore economico mostra una dinamica in crescita per i consumi di tutti i settori rispetto al 2016. Per i settori industria, trasporti e civile si registra una crescita dei consumi di circa il 2% mentre nell'agricoltura i consumi sono cresciuti del 7%.

TABELLA 3.17

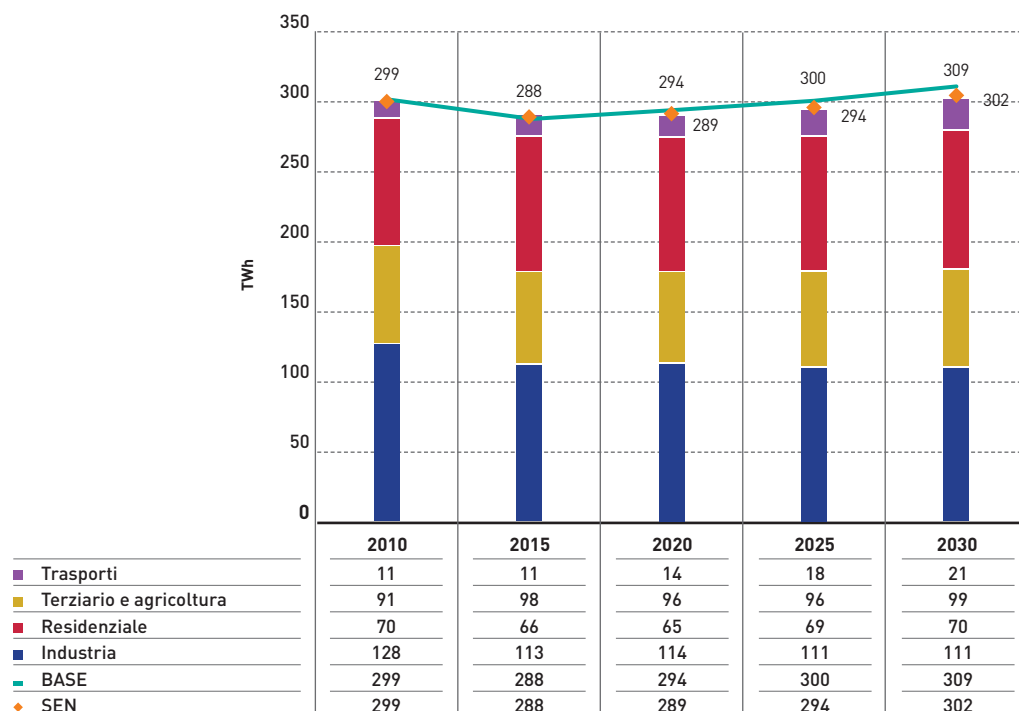
Composizione della domanda elettrica in Italia nel 2015 e 2016.

Fonte: Elaborazione RSE su dati statistici Eurostat

<i>TWh</i>	2016	2017	var. 2017/2016
Domanda elettrica	314	320,5	+2,0%
Consumi nei settori di uso finale	286,0	292,0	+2,1%
<i>industria</i>	113,3	115,6	+2,0%
<i>residenziale</i>	64,3	65,5	+1,9%
<i>terziario</i>	91,7	93,5	+2,0%
<i>agricoltura</i>	5,6	6,0	+7,1%
<i>trasporti</i>	11,2	11,4	+1,8%
Raffinerie e altri usi energetici	9,5	9,9	+4,2%
Perdite di rete	18,8	18,7	-0,5%

FIGURA 3.19

**Evoluzione dei consumi elettrici nei settori di uso finale
nello scenario SEN.** Fonte: Elaborazione RSE



Si segnala l'aumento dei consumi elettrici anche per la raffinazione e altri usi energetici.

Nello scenario SEN la domanda elettrica al 2030 risulta pari a circa 325 TWh, 10 TWh in meno rispetto allo scenario BASE. Nonostante una riduzione complessiva della domanda elettrica del 3% nello scenario SEN rispetto al BASE, si evidenzia la forte crescita dei consumi elettrici nel settore trasporti (+40%).

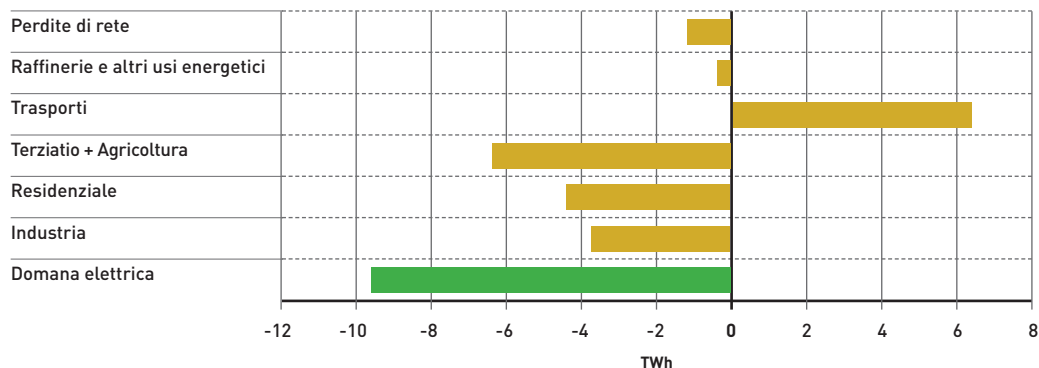
Nello scenario SEN la domanda elettrica al 2030 risulta pari a circa 325 TWh, 10 TWh in meno rispetto allo scenario BASE. Nonostante una riduzione complessiva della domanda elettrica del 3% nello scenario SEN rispetto al BASE, si evidenzia la forte crescita dei consumi elettrici nel settore trasporti (+40%).

Nello scenario SEN, al 2030 l'energia elettrica aumenta a oltre il

FIGURA 3.20

Variatione della domanda elettrica per settore

tra lo scenario SEN e il BASE al 2030. Fonte: Elaborazione RSE



24% il proprio contributo percentuale sui consumi energetici finali anche se, in termini assoluti, la domanda elettrica riprende i livelli 2010 solo a fine periodo di indagine. Significativo è infatti l'incremento di efficienza dovuto all'installazione di dispositivi elettrici di uso finale.

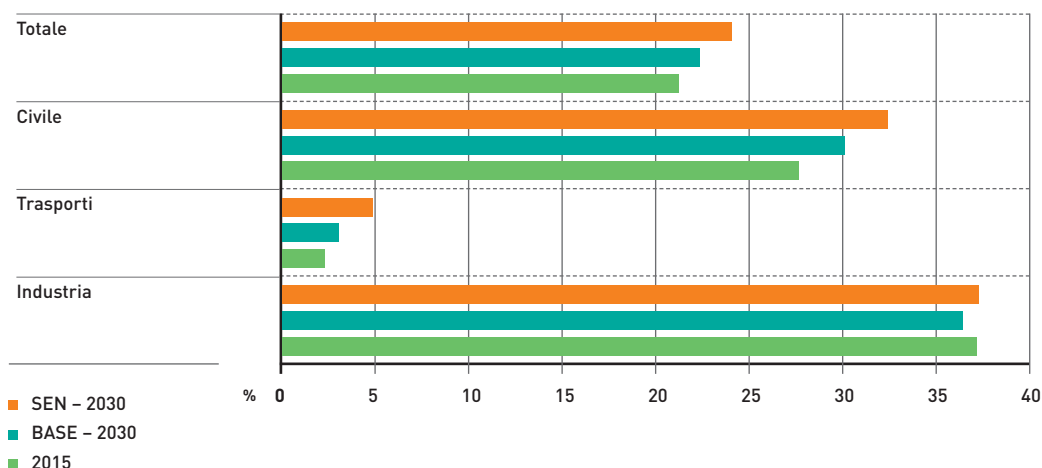
I trend illustrati sono il risultato di un compromesso interno al sistema: da un lato l'elettificazione degli usi finali consente di raggiungere i target sulle rinnovabili grazie alla contabilizzazione dell'elettricità "green", dall'altro la necessità di efficientare tutti i dispositivi elettrici per contribuire a raggiungere gli obiettivi di riduzione dei consumi.

In termini di elettificazione degli usi finali la Figura 3.21 riporta i risultati negli scenari BASE e SEN al 2030 e il confronto con la situazione del 2015. Nel settore industriale il livello di elettificazione rimane stabile rispetto al 2015 mentre nel settore civile passa dal 28% del 2015 al 30% (BASE) e 32,5% (SEN) e nel settore trasporti passa dal 2,4% del 2015 al 3% (BASE) e 5% (SEN).

La Tabella 3.18 mostra il confronto tra la domanda elettrica negli scenari BASE e SEN rispetto ad altri scenari nazionali e internazionali. Un importante contributo in ambito nazionale deriva dalle analisi di TERNA: l'ultima versione del rapporto *"Documento di descrizione degli scenari edizione 2018"* pubblicata a gennaio 2018, ipotizza due diversi scenari caratterizzati da un diverso tasso di crescita della domanda di energia elettrica:

FIGURA 3.21

**Elettrificazione degli usi energetici finali in Italia al 2030
negli scenari BASE e SEN. Fonte: Elaborazione RSE**



- lo scenario BASE (+0,8% all'anno nel periodo 2016-2020 e +0,6% nel periodo 2021-2040);
- lo scenario SVILUPPO (+1,0% all'anno nel periodo 2016-2020 e +1,2% nel periodo 2021-2040).

In ambito comunitario, scenari di domanda dell'energia elettrica sono sviluppati da ENTSO-E, il network europeo che riunisce gli operatori delle reti di trasmissione dell'energia elettrica. Nell'ambito delle sue attività ENTSO-E pubblica il TYNDP, il piano di sviluppo decennale della rete elettrica europea, il quale offre una panoramica completa di tutti gli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione proposti dai diversi TSO degli Stati Membri. Le proposte di intervento sulla rete sono motivate da diverse previsioni di sviluppo della domanda di energia elettrica in Europa. L'ultima versione disponibile del TYNDP è quella del 2018 in pubblicazione congiunta con ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for Gas*).

Per gli scenari sviluppati dalla Commissione Europea, con il modello energetico PRIMES, esistono informazioni complete sui consumi di energia elettrica solo per lo scenario di riferimento EUREF2016 che è stato quindi inserito nel confronto della Tabella 3.18.

TABELLA 3.18

Confronto tra la domanda elettrica negli scenari BASE e SEN rispetto ai principali scenari nazionali e internazionali.

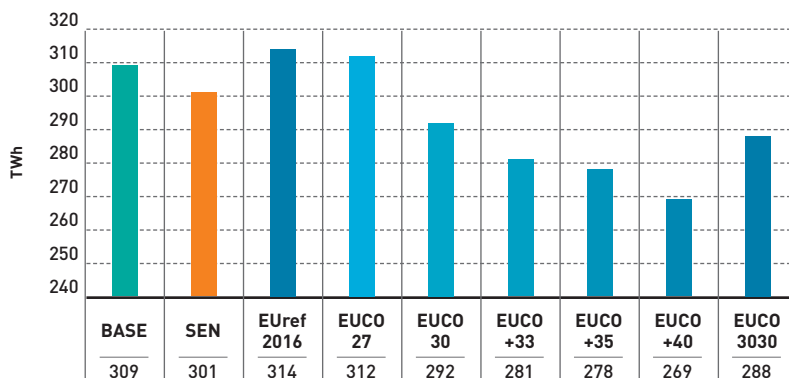
Fonte: Elaborazione RSE su dati TERNA, CE, ENTSO-E

TWh	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SEN	317	314	317	325	337	348	380	411
BASE	317	320	326	335	347	362	374	382
TERNA: BASE	317	324		340		361		
TERNA: SVILUPPO	317	327		364		413		
CE: EUREF2016		332	334	342	365	391	410	429
ENTSO-E: Best Estimate (BE)		322						
ENTSO-E: Coal Before Gas (CBG)			338					
ENTSO-E: Gas Before Coal (GBC)			338					
ENTSO-E: Sustainable Transition (ST)				347		365		
ENTSO-E: Distributed Generation (DG)				356		374		
ENTSO-E: Global Climate Action (GCA)						369		

FIGURA 3.22

Confronto tra i consumi finali di energia elettrica al 2030 negli scenari BASE e SEN rispetto agli scenari di riferimento e policy (EURO).

Fonte: Elaborazione RSE su dati Commissione Europea



Per gli altri scenari di policy (scenari EUCO) è invece possibile confrontare solo i valori dei consumi finali di energia elettrica con gli scenari BASE e SEN (Figura 3.22). Il dato più evidente che risulta dal confronto tra gli scenari nazionali BASE e SEN con gli scenari della CE sono i bassi consumi finali di energia elettrica negli scenari EUCO (escluso EUCO27). Non avendo maggiori informazioni di dettaglio sugli scenari EUCO non è possibile analizzare in quali settori si ottengano le maggiori riduzioni dei consumi elettrici.

3.4.2

L'evoluzione del parco di generazione elettrica

Nel 2017, la produzione lorda di energia elettrica, pari a 296 TWh, è stata coperta per il 65% dal termoelettrico (191 TWh), per il 13% dall'idroelettrico (38 TWh) e il restante 22% da bioenergie, fonte geotermica, eolica e fotovoltaica (complessivamente 67 TWh).

Rispetto al 2016 la produzione lorda nazionale è aumentata del 2,1%. Il maggior incremento sia in valore assoluto sia in termini percentuali è rappresentato dalla produzione termoelettrica da gas naturale (+14 TWh, +11,1%).

TABELLA 3.19

Produzione lorda di energia elettrica in Italia nel 2015 e 2016.

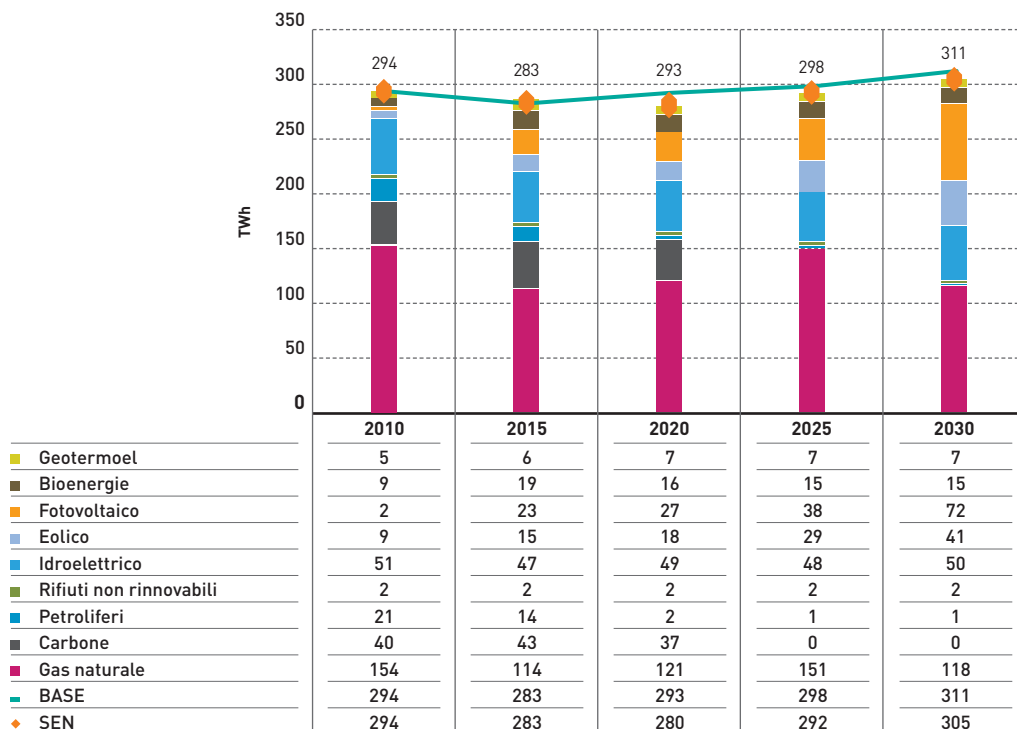
Fonte: Elaborazione RSE su dati statistici pubblicati da Terna

TERNA: Dati in TWh	2016	2017	var. 2017/2016
Produzione lorda totale	290	296	+2,1%
Termoelettrico	180	191	+6,1%
<i>Gas naturale</i>	126	140	+11,1%
<i>Carbone</i>	36	33	-8,3%
<i>Petroliferi</i>	4	4	0%
<i>Altre fonti</i>	14	14	0%
Rinnovabili	110	105	-4,5%
<i>Geotermico</i>	6	6	0%
<i>Bioenergie²⁸</i>	20	19	-5%
<i>Idroelettrico</i>	44	38	-14,1%
<i>Fotovoltaico</i>	22	24	+10,3%
<i>Eolico</i>	18	18	+0,3%

²⁸ Inclusa la quota di produzione da rifiuti non rinnovabili.

FIGURA 3.23

**Evoluzione del mix di generazione elettrica al 2020 e 2030 –
Scenari BASE e SEN.** Fonte: Elaborazione RSE



Nel settore termoelettrico si riduce la produzione di energia elettrica da carbone (-8,3%) mentre rimane stabile sia quella da prodotti petroliferi (-26,6%) sia da altre fonti (gas derivati, eccetera).

Per la produzione da rinnovabili, si registra il calo della produzione da fonte idroelettrica (-14,1%) e da bioenergie mentre cresce del 10% la produzione da fotovoltaico. Rimane invece stabile la produzione da eolico e geotermico.

La Figura 3.23 mostra l'evoluzione del mix di generazione elettrica nazionale nello scenario SEN fino al 2030 confrontato con i totali dello scenario BASE. I risultati più rilevanti in termini di variazioni nel mix di generazione, nello scenario SEN, sono la chiusura degli impianti a carbone dal 2025 e la crescita delle FER che passano da

TABELLA 3.20

Confronto tra la produzione lorda di energia elettrica al 2030 negli scenari BASE e SEN rispetto agli scenari di riferimento e policy della CE. Fonte: Elaborazione RSE su dati scenari EUCO della Commissione Europea

<i>TWh</i>	Carbone	Petroliiferi	Gas Naturale	Rinnovabili ²⁹	Totale
BASE	32	1	147	131	311
SEN	0	1	118	186	305
EUref2016	45	8	122	148	293
EUCO27	30	7	109	173	319
EUCO30	21	3	99	172	295
EUCO+33	20	3	91	170	284
EUCO+35	19	3	85	173	280
EUCO+40	21	3	61	187	272
EUCO3030	21	3	87	181	292

TABELLA 3.21

Evoluzione delle capacità di generazione elettrica nello scenario SEN.

Fonte: Elaborazione RSE

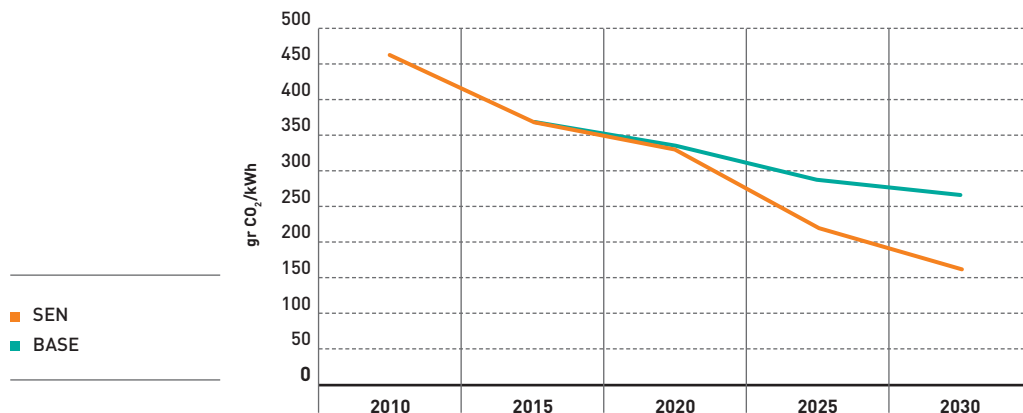
<i>MW</i>	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Idroelettrico	16.390	17.036	17.563	18.890	18.850	18.750	18.710
Eolico	363	1.635	5.794	9.160	10.150	14.230	17.900
Solare	17	30	3.113	18.987	21.530	29.170	50.900
Solidi	9.518	8.279	9.511	8.950	7.500	0	0
Gas	22.819	36.431	51.677	48.030	48.820	52.700	49.000
Prodotti petroliferi	21.763	17.998	14.748	9.224	2.950	1.130	540
Biomasse	436	870	1.774	4.080	3.530	3.290	3.250
Geotermoelettrico	590	671	728	860	890	920	940

²⁹ Inclusa la quota di produzione da rifiuti non rinnovabili.

FIGURA 3.24

Emissioni specifiche del parco di generazione elettrica (gCO_2/kWh).

Fonte: Elaborazione RSE



una produzione di 129 TWh dello scenario BASE a circa 184 TWh nello scenario SEN (quota che permette di arrivare a un contributo delle FER-E del 55% al 2030).

Nello scenario SEN il parco di generazione subisce una importante trasformazione, abbandonando la generazione da carbone e ricorrendo a fonti energetiche rinnovabili. A fare da traino per il settore rinnovabile in questo scenario è l'energia prodotta da fonti intermittenti: le differenze principali tra lo scenario SEN e BASE interessano il fotovoltaico (+ 37 TWh) e l'eolico (+ 15 TWh).

Confrontando la produzione di energia elettrica degli scenari della SEN con gli scenari di riferimento e policy prodotti per l'Italia dalla Commissione Europea (scenari PRIMES) al 2030 si evidenzia che la differenza principale è nella produzione elettrica a carbone: in tutti gli scenari di policy della Commissione Europea rimane infatti una quota di produzione da solidi pari a circa 20 TWh, non prevedendo la chiusura degli impianti attualmente esistenti. Nonostante la presenza del carbone, gli scenari di policy (EUCO) superano tutti i 170 TWh di FER fino a raggiungere i 187 TWh soltanto nello scenario EUCO + 40. La penetrazione delle FER sostituisce il gas naturale, la cui quota è generalmente legata al livello del consumo elettrico.

Infatti, come già riscontrato dal confronto tra i consumi finali elettrici (Tabella 3.18), negli scenari EUCO i minori consumi si riflet-

TABELLA 3.22

Confronto investimenti cumulati per le tecnologie di generazione elettrica nel periodo 2016-2030³¹. Fonte: Elaborazione RSE

<i>Miliardi di euro2010</i>	SEN	BASE	Delta SEN vs BASE
Termoelettrico	11,0	13,9	-2,9
Bioenergie	9,7	9,0	+0,7
Geotermico	2,7	2,7	0
Idroelettrico	6,1	6,1	0
Fotovoltaico	33,0	10,5	+22,5
Solare termodinamico	1,7	1,0	+0,7
Eolico	18,8	11,1	+7,7
TOTALE	83,3	54,5	+28,8

tono in una minore produzione di energia elettrica (in particolare per la produzione da gas naturale).

La forte penetrazione di fonti rinnovabili nello scenario SEN permette un elevato abbattimento di emissioni che porta ad un'emissione specifica del parco di generazione pari a 165 gCO₂/kWh prodotto nel 2030.

Un'evoluzione siffatta del parco di generazione con il raggiungimento della quota del 55% di FER sul consumo interno lordo di energia elettrica nello scenario SEN richiede investimenti aggiuntivi, in tecnologie di generazione elettrica, per circa 29 miliardi di euro rispetto allo scenario BASE. Nella Tabella 3.22 è possibile analizzare alcuni dati relativi agli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi di sviluppo delle FER: la tabella, infatti, mostra il confronto tra gli investimenti cumulati per l'installazione di nuove tecnologie di generazione elettrica nel periodo 2016-2030 nei due scenari BASE e SEN.

³¹ Gli investimenti in infrastrutture non sono inclusi nell'ottimizzazione del modello TIMES-Italia.

TABELLA 3.23

Obiettivi di penetrazione delle FER nell'ambito della Politica Energia e Clima europea e nazionale. Fonte: MiSE, Commissione Europea

Riferimento	Area	Anno target	Target
2008 Climate Action and Renewable Energy Package	EU28	2020	20%
	Italia	2020	17%
Strategia Energetica Nazionale (2013)	Italia	2020	19-20%
2030 framework for climate and energy policies	EU28	2030	27% → 32%
	Italia	2030	da definire
Strategia Energetica Nazionale (2017)	Italia	2030	28%
Roadmap for moving to a low carbon economy in 2050	EU28	2050	55%-75% ³²

3.5

IL RUOLO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Il quadro europeo in materia di clima-energia fissa l'obiettivo vincolante a livello dell'UE di portare la quota di consumo energetico finale soddisfatto da fonti rinnovabili almeno al 20% entro il 2020 (17% per l'Italia) e al 27% entro il 2030 (Tabella 3.23). Nella risoluzione del 23 giugno 2016³³, il Parlamento Europeo si è spinto oltre, proponendo un obiettivo per l'UE di almeno il 30% e sottolineando che, alla luce dell'accordo di Parigi del dicembre 2015 e della riduzione dei costi delle tecnologie rinnovabili, era auspicabile essere significativamente più ambiziosi. Negli emendamenti del Parlamento alla nuova proposta di direttiva per le fonti rinnovabili (RED2)³⁴, del gennaio 2018, si afferma che appare opportuno stabilire un obiettivo vincolante dell'Unione di almeno il 35% affiancato da obiettivi nazionali. La traduzione dell'obiettivo generale dell'Unione del 35% in obiettivi individuali per ogni Stato Membro dovrebbe avvenire proce-

³² Range della quota FER nei 5 scenari di decarbonizzazione considerati dalla Commissione [COM(2011) 885 final].

³³ Risoluzione del Parlamento Europeo del 23 giugno 2016 sui progressi compiuti nel campo delle energie rinnovabili (2016/2041(INI)).

³⁴ Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione) – Risultati dei lavori del Parlamento Europeo (Strasburgo, 15-18 gennaio 2018).

dendo a un'assegnazione equa e adeguata, che tenga conto del PIL, della differente situazione di partenza e delle diverse potenzialità degli Stati Membri, tra cui il livello dell'energia da fonti rinnovabili da conseguire entro il 2020. Il 13 giugno 2018, infine, Commissione, Consiglio e Parlamento Europeo, a seguito di alcuni "triloghi", hanno raggiunto un accordo sull'aumento dell'obiettivo rinnovabili dal 27% al 32%, con possibilità di un ulteriore incremento nel 2023, in caso le riduzioni dei costi delle tecnologie lo consentano.

Dal monitoraggio sul raggiungimento dell'obiettivo FER, effettuato a livello nazionale dal GSE attraverso lo strumento SIMERI (Figura 3.25), l'Italia ha superato i propri obiettivi rispetto alla traiettoria definita nel PAN (Piano d'Azione Nazionale) pubblicato nel 2010³⁵. Nel 2016 la quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili è stata pari al 17,41%, un valore che, pur in lieve flessione rispetto al 2015 (17,53%), resta superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17,0%). La differenza rispetto alla traiettoria individuata nel Piano di Azione Nazionale per lo stesso 2016 è di oltre 5 punti percentuali.

La SEN del 2013, proponeva il superamento degli obiettivi fissati dall'EU al 2020, introducendo nuovi target per le FER (19-20% al 2020 rispetto al 17% iniziale).

Nella SEN 2017 è stato introdotto un target complessivo del 28% di FER al 2030 con una quota del 55% nel settore elettrico. Nello scenario nazionale SEN sono stati quindi imposti vincoli specifici sul raggiungimento di target delle fonti rinnovabili al 2030, mentre nello scenario BASE la quota di FER al 2030 è un risultato dell'ottimizzazione del modello TIMES-Italia.

Nell'evoluzione SEN, come visto finora, la priorità chiave per l'evoluzione dei settori di uso finale è l'efficienza energetica insieme a una spinta all'elettrificazione. Anche le fonti rinnovabili però danno un contributo significativo ad un uso ambientalmente sostenibile dell'energia: nel 2030 le FER contribuiscono a oltre il 28% dei consumi finali lordi di energia, con un incremento del 30% rispetto all'evoluzione BASE (in cui al 2030 le FER raggiungono il 21,6% dei consumi finali lordi).

In Figura 3.26 si riporta la quota FER 2030, complessiva e di dettaglio nei diversi settori (termico, elettrico e trasporti), per gli scenari BASE e SEN.

³⁵ Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009) – 30 giugno 2010.

FIGURA 3.25

Monitoraggio obiettivo complessivo FER. Fonte: SIMERI, GSE

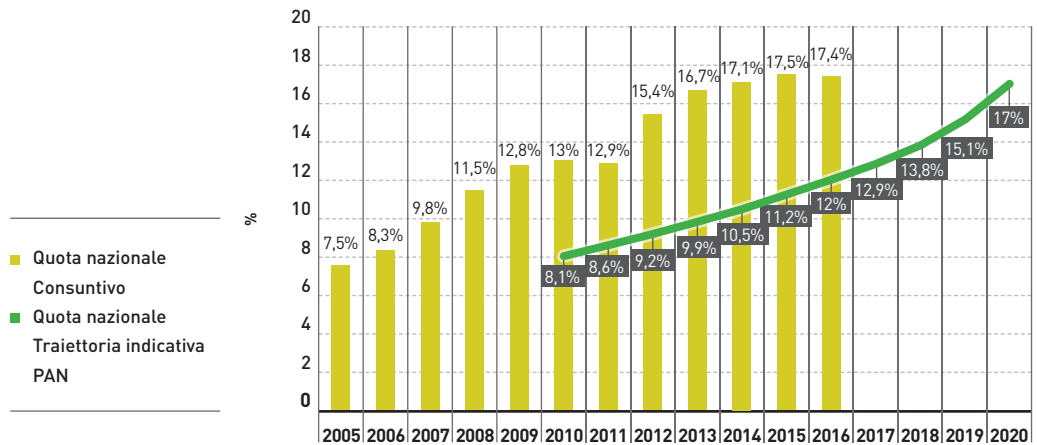
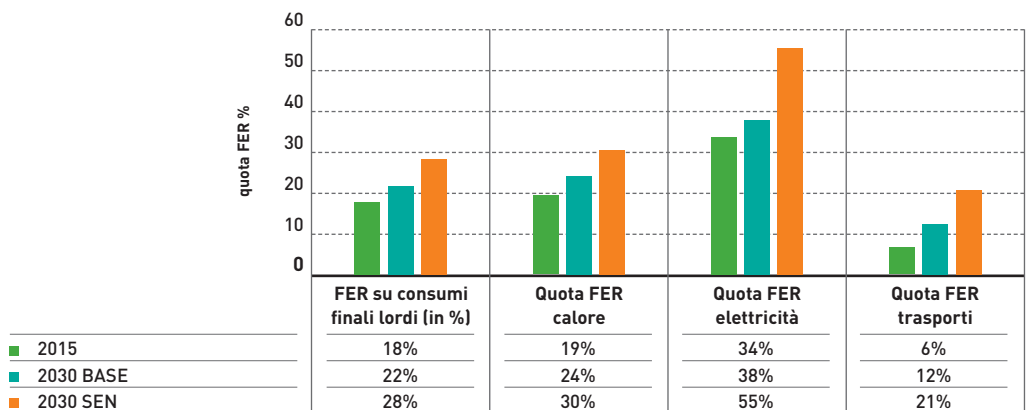


FIGURA 3.26

Target FER per settore (secondo Direttiva 28/2009/CE) al 2030 e confronto con il 2015. Fonte: Elaborazione RSE



Il maggiore contributo rispetto agli obiettivi viene dal settore elettrico che nello scenario SEN raggiunge i 15 Mtep di generazione da FER. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente eolico e fotovoltaico, permettono al settore di coprire il 55% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 38% del BASE.

Il forte efficientamento previsto nello scenario permette di ottenere risultati significativi anche per le rinnovabili termiche: in termini assoluti si registra il raggiungimento di oltre 14 Mtep di FER nel settore di riscaldamento e raffrescamento, legati principalmente all'incremento della componente rinnovabile delle pompe di calore elettriche. Al 2030 si registra nel dettaglio la presenza di impianti solari termici, geotermici e a biomassa (per un totale di 7,8 Mtep), oltre che a pompe di calore (5,6 Mtep) e calore cogenerativo prodotto da FER (0,6 Mtep). Si ottiene un incremento del consumo di FER termiche anche grazie ad una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente che favorisce tutti gli interventi prima citati e porta ad una significativa riduzione dei consumi accompagnata dal drastico calo delle emissioni. L'efficienza infatti aiuta a raggiungere in maniera più agevole i target FER sui consumi finali lordi, riuscendo ad abbassare il denominatore su cui conteggiare gli obiettivi.

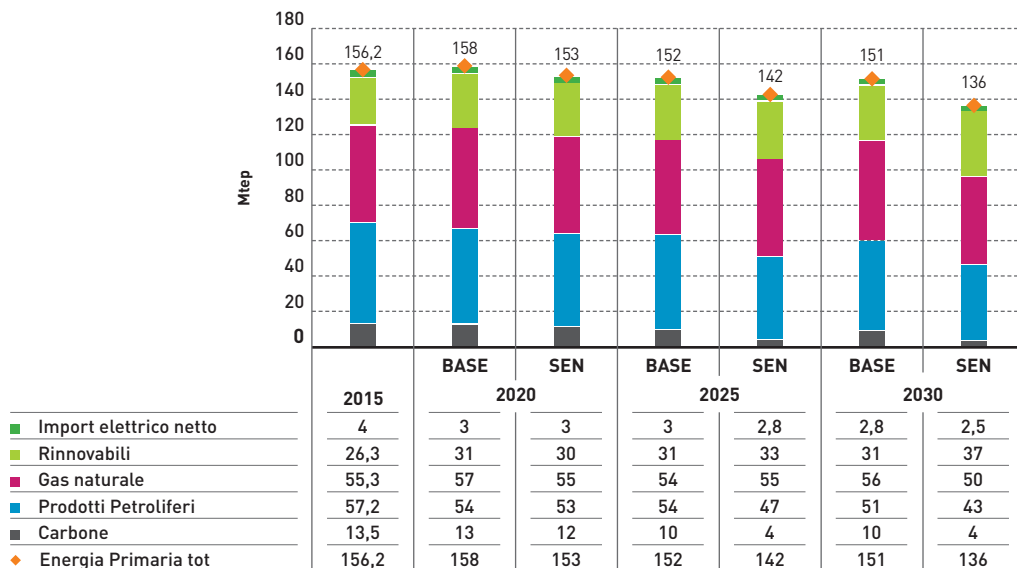
Per quel che riguarda il settore Industriale, l'utilizzo delle FER è strettamente legato alla possibilità di fornire calore a medio-alta temperatura, per cui il ruolo delle biomasse, e in particolare della valorizzazione energetica dei rifiuti industriali, non è trascurabile (circa 0,8 Mtep nel 2030).

Le rinnovabili nel settore trasporti raggiungono al 2030 il 21% di quota sui consumi del settore (secondo la contabilizzazione della direttiva 2009/28/CE) contro appena il 12% dello scenario BASE nello stesso anno. A fare la differenza è il ricorso nello scenario SEN a buona parte dei veicoli alimentati in maniera alternativa dall'elettricità o dai biocarburanti, in particolare biometano. I coefficienti correttivi della direttiva 2009/28/CE utilizzati nella contabilizzazione della componente rinnovabile dell'energia elettrica consumata su strada rende particolarmente appetibile il ricorso a veicoli elettrici, soprattutto nel caso dello scenario SEN dove la quota delle FER elettriche raggiunge il 55% di share.

FIGURA 3.27

Evoluzione del fabbisogno primario per fonte nello scenario SEN³⁶

Fonte: Elaborazione RSE



3.6

GLI EFFETTI SULLA FATTURA ENERGETICA NAZIONALE E LA DIPENDENZA ENERGETICA

Nella proiezione dello scenario SEN emerge una significativa riduzione dei consumi primari rispetto allo scenario BASE al 2030, pari a circa 15 Mtep, e ancor di più rispetto al dato registrato nel 2015, circa 20 Mtep. Tale riduzione è guidata dalla contrazione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi, grazie principalmente al phase-out del carbone dal settore elettrico. Anche il gas naturale contribuisce alla riduzione dei consumi totali grazie all'efficientamento

³⁶ I consumi di combustibili solidi dello scenario SEN al 2030 sono relativi a: carbone e derivati nel settore manifatturiero, rifiuti non rinnovabili, produzione di coke, altri usi non energetici.

TABELLA 3.24**Fattura energetica nazionale: dati storici.**

Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat, 2017

<i>Milioni di euro</i>	2000	2005	2008	2010	2012	2013	2014	2015	2016*
Combustibili solidi	1.009	1.892	2.927	2.270	2.775	1.812	1.404	1.316	1.107
Gas naturale	7.835	12.194	22.253	18.998	24.189	20.421	15.524	14.526	9.628
Petrolio	18.635	22.412	32.474	28.432	33.908	30.450	24.912	16.190	12.557
Biocarburanti e biomasse	67	135	463	1.129	1.616	1.366	1.017	837	736
Altre**	1.523	2.135	1.948	2.409	2.389	2.044	1.780	2.053	1.272
TOTALE	29.087	38.768	60.065	53.238	64.877	56.093	44.637	34.922	25.300

* Valori provvisori

** Comprende: energia elettrica, combustibili nucleari e altri combustibili minori.

degli usi termici nei settori d'uso finale, nonostante esso acquisti maggiore rilevanza nel settore del trasporto merci.

Dei 50 Mtep che si prevede siano forniti dal gas, corrispondenti a circa 60 miliardi di Sm^3 , infatti, oltre l'8% è attribuito al settore trasporti, la stessa percentuale al terziario (commercio e agricoltura), circa il 38% al settore termoelettrico, il 27% al residenziale e il 15% ai consumi industriali.

La diffusione di alimentazioni alternative nel settore trasporti (elettrico, metano, biocombustibili) contribuisce, insieme con l'efficientamento dei veicoli, a ridurre il ricorso ai prodotti petroliferi per circa 8 Mtep al 2030 rispetto allo scenario BASE (circa il 25% in meno rispetto al 2015).

Per effetto dell'efficienza energetica e del trasferimento della domanda dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili, nello scenario SEN si riduce così la dipendenza energetica dai combustibili fossili (si passa dal 77% del 2015 al 64% nel 2030) e di conseguenza la spesa per le importazioni di energia si contrae in maniera significativa: le azioni della SEN consentono al 2030 di tagliare di 8,9 miliardi di euro la fattura energetica, ovvero la spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero, rispetto alla evoluzione BASE.

Il risultato dell'analisi è riassunto nella Figura 3.28, nella quale è messa in correlazione la riduzione della fattura energetica generata dalla SEN rispetto allo scenario BASE con la dipendenza energetica in entrambi gli scenari.

Per valutare gli effetti della SEN sulla fattura energetica è stata

FIGURA 3.28

Effetti della SEN sulla dipendenza energetica e sulla bolletta energetica nazionale. Fonte: Elaborazione RSE

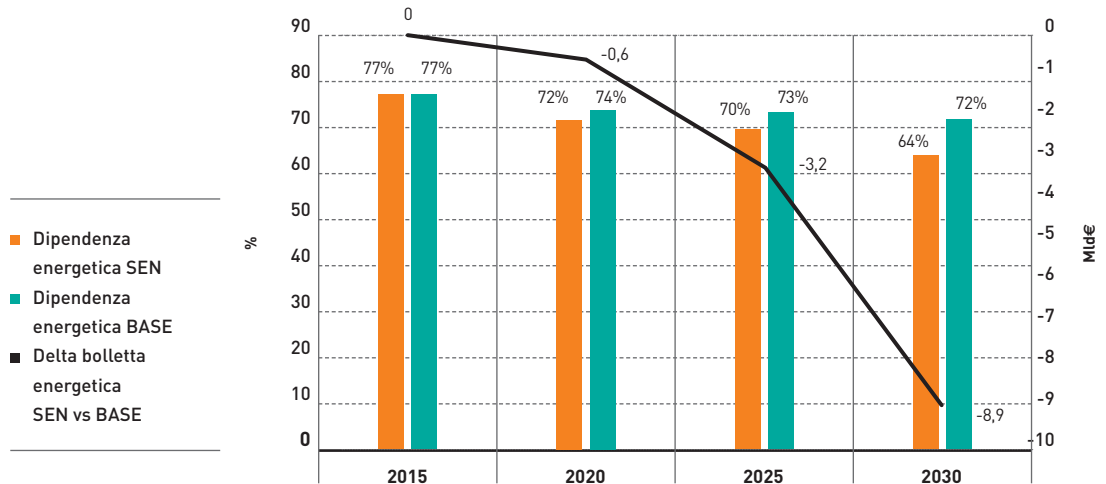
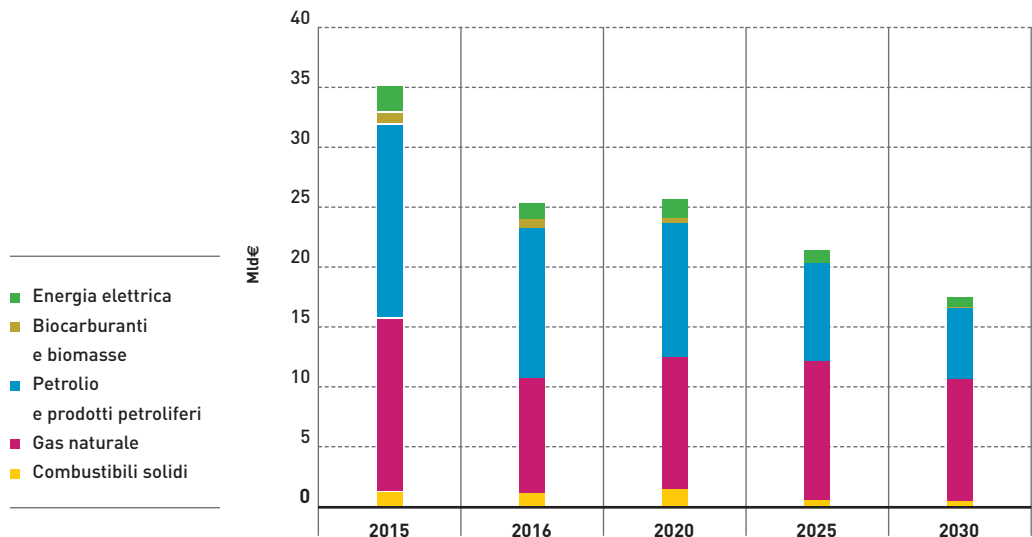


FIGURA 3.29

Andamento della fattura energetica della SEN per fonte con i prezzi internazionali dei combustibili pari a quelli dei primi mesi del 2017.

Fonte: Elaborazione RSE



considerata l'evoluzione dei prezzi internazionali dei combustibili utilizzati per la realizzazione dello scenario (Tabella 3.3 – Evoluzione del prezzo delle commodity energetiche a pagina 34). In valore assoluto, tuttavia, la bolletta energetica è destinata a crescere per effetto del richiamato aumento dei prezzi internazionali dei combustibili (circa 33 miliardi di euro al 2030 nello scenario SEN e 42 miliardi di euro nello scenario BASE).

Ricalcolando ipoteticamente la fattura energetica nazionale con i prezzi internazionali dei combustibili registrati nei primi mesi del 2017 si ottiene una contrazione della stessa al 2030, raggiungendo il livello di circa 17 miliardi di euro, e la bolletta scenderebbe come da Figura 3.29, il che evidenzia meglio gli effetti della strategia.

Per completezza, si riporta in Tabella 3.24 la stima della fattura energetica storica elaborata da Unione Petrolifera.

3.7

LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA

L'efficienza energetica e il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili, nonché il phase-out del carbone, rappresentano le leve di intervento per ridurre le emissioni del sistema energetico del Paese nella evoluzione prospettata dalla SEN.

Le emissioni di CO₂ del settore energetico, infatti, riflettono il diverso mix e il differente modo di produrre e consumare energia, e sono il risultato degli obiettivi e del percorso individuato dalla SEN.

Lo scenario BASE, di riferimento, prospetta al 2030 una decrescita delle emissioni di biossido di carbonio dal settore energetico di quasi il 10% rispetto ai livelli del 2015, andando a rallentare i tassi medi annui di contrazione dell'intensità carbonica del PIL registrati nell'ultimo decennio. Nello scenario SEN, la riduzione delle emissioni non prevede rallentamenti e supera il 28% di contrazione delle emissioni di CO₂ rispetto al 2015, per circa 64 Mt in meno alla evoluzione BASE al 2030. Le emissioni pro-capite, poco meno di 6 tonnellate per abitante nel 2015, si contraggono nei due scenari considerati fino a raggiungere le 4,8 t CO₂ nel riferimento e 3,8 t CO₂ nello Scenario SEN.

La Figura 3.31 decompone le variazioni percentuali delle emissioni di CO₂ del settore energetico secondo i suoi fattori determinanti quali popolazione, PIL procapite, intensità energetica e intensità di carbonio, utilizzando una tecnica di decomposizione per intervalli

FIGURA 3.30

Evoluzione delle emissioni energetiche di CO₂ e relative intensità carboniche del PIL negli scenari SEN e BASE. Fonte: Elaborazione RSE

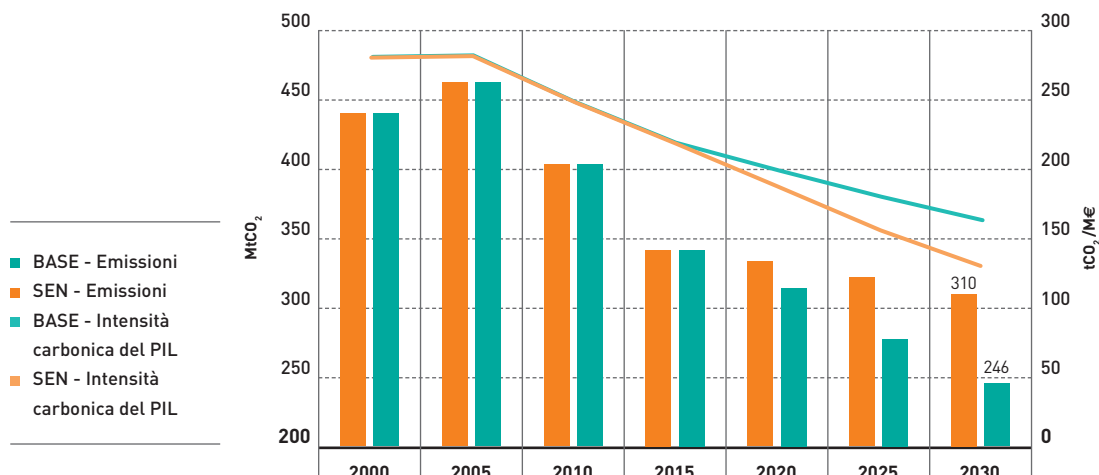
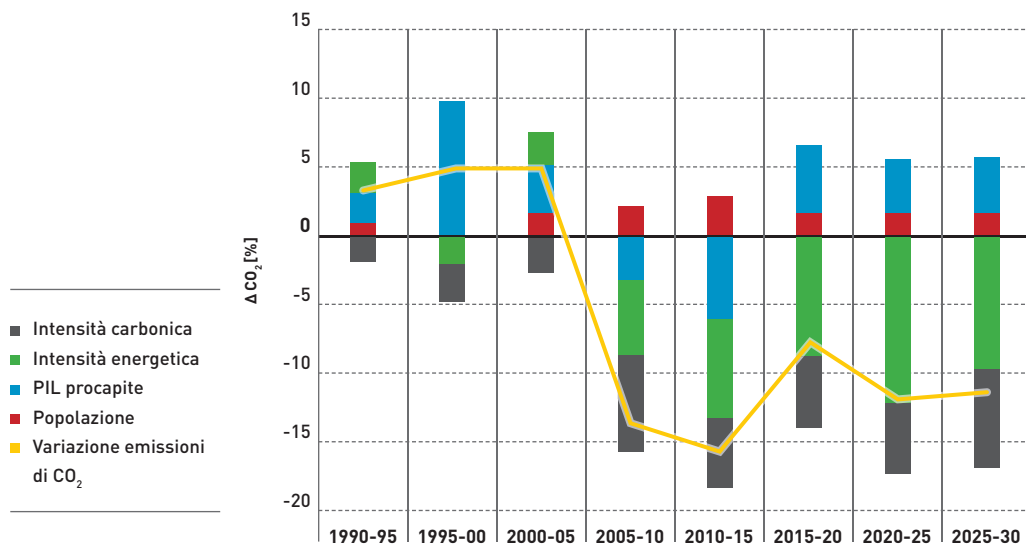


FIGURA 3.31

Decomposizione quinquennale della variazione delle emissioni di CO₂ nello scenario SEN secondo il metodo di Refined Laspeyres Decomposition (RLD). Fonte: Elaborazione RSE



quinquennali³⁷. La figura individua un primo periodo dove le emissioni di CO₂ sono cresciute (tra il 1990 e il 2005) e un secondo dove storicamente sono diminuite (2005-2015). In questo periodo, la diminuzione delle emissioni è strettamente legata alla crisi economica del Paese ed è attribuibile all'erosione del PIL pro capite, alla diminuzione dell'intensità energetica e all'intensità di carbonio.

Nel periodo di indagine dello scenario (2016-2030), l'obiettivo della SEN è la decarbonizzazione che porta a un disaccoppiamento tra il consumo di energia e le emissioni di carbonio piuttosto evidente. Nonostante la crescita del PIL e della popolazione spingano verso un incremento delle emissioni, l'effetto degli altri due fattori prevale, grazie alla penetrazione di rinnovabili e al forte efficientamento di tecnologie e processi.

Le principali differenze tra i due scenari sono imputabili a un appiattimento della curva di crescita delle rinnovabili e minore ricorso a tecnologie performanti nello scenario BASE che nonostante una contrazione dell'intensità energetica degna di attenzione, non riesce a raggiungere il 10% di riduzione emissiva rispetto al 2015.

A giocare un ruolo determinante per la riduzione emissiva, come accennato prima, è la combinazione di efficienza energetica, fonti rinnovabili e phase-out dal carbone nella generazione elettrica. Il contributo principale alle riduzioni in questo scenario viene dal settore elettrico, che riduce del 36% le emissioni al 2030 rispetto all'evoluzione BASE. Tale contributo è reso possibile grazie al 55% di FER elettriche, al phase-out dal carbone già al 2025 e alle reti intelligenti che permettono di sfruttarne il potenziale.

Allo stesso tempo una azione prioritaria è svolta dall'efficientamento delle tecnologie, in particolare nei settori di uso finale, per garantire un uso più sostenibile dell'energia e ridurre il fabbisogno energetico soprattutto da fonti fossili. Il settore civile riduce del 31% le emissioni di lungo periodo rispetto al BASE grazie alla riqualificazione degli edifici-impianti (che abbattano di oltre il 50% i consumi termici), all'efficientamento dei dispositivi elettrici e al ricorso a fonti rinnovabili.

Un ruolo importante è ricoperto anche dal settore trasporti e dall'industria che, grazie alla penetrazione di auto elettriche, combustibili alternativi eco-sostenibili e shift modale per il primo, e grazie all'efficienza e al ricorso a biomasse e rifiuti rinnovabili per la secon-

³⁷ L'analisi parte dall'identità di Kaya e utilizza come metodo di decomposizione il Refined Laspeyres Decomposition Method (RLD).

FIGURA 3.32

Decomposizione nel periodo 2015-2030 della variazione delle emissioni di CO₂ secondo i principali fattori di influenza nello scenario SEN e BASE. Fonte: Elaborazione RSE

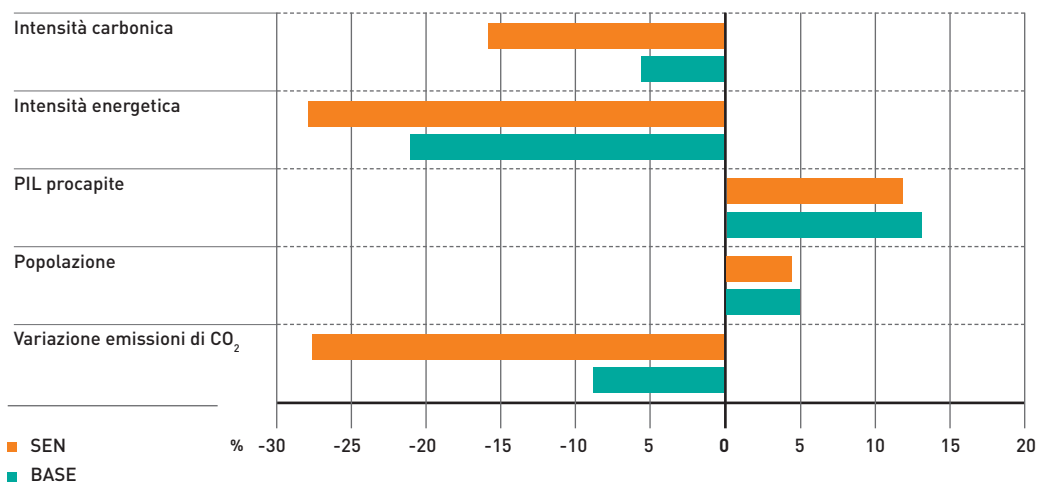


TABELLA 3.25

Obiettivi di riduzioni delle emissioni di GHG al 2020 e al 2030 e confronto con i risultati dello scenario SEN (riduzioni % vs 2005).

Fonte: Elaborazione ISPRA-SEN

	Obiettivo 2020 ³⁸	SEN 2020	Obiettivo 2030 ³⁹	SEN 2030
Settori ETS	-21%	-37%	-43%	-57%
Settori non-ETS	-13%	-20%	-33%	-33%

³⁸ Per i settori ETS l'obiettivo è imposto a livello europeo; per i settori non-ETS è declinato a livello nazionale.

³⁹ Le stime emissive dei GHG sono state realizzate da ISPRA per la SEN.

da, potrebbero raggiungere il 13% di CO₂ evitata, rispetto al profilo tendenziale delle emissioni dello scenario BASE al 2030.

Per quel che riguarda il raggiungimento degli obiettivi sui gas clima-alteranti (GHG), nel complesso, con queste dinamiche emissive, in larga parte determinate dal riorientamento degli usi energetici secondo le indicazioni della SEN, si garantisce il pieno raggiungimento degli obiettivi in termini di riduzione nei settori ETS e non-ETS⁹⁷. Si ricorda che per i settori Emissions Trading (ETS) l'obiettivo al 2030 è declinato a livello comunitario ed è individuato in una riduzione del 43% delle emissioni dei GHG rispetto ai valori 2005. Per gli obiettivi dei settori Effort Sharing Decision (ESD o non-ETS) viene declinato un obiettivo a livello nazionale pari, per l'Italia, alla riduzione del 33% delle emissioni dei GHG rispetto al 2005. La Tabella 3.25 fornisce una indicazione quantitativa sulla collocazione dello scenario SEN rispetto agli obiettivi concordati in sede europea rispettivamente al 2020 e al 2030.

Nello scenario SEN i settori ETS riducono le emissioni del 57% rispetto al 2005 anche grazie al phase-out totale dal carbone nella produzione elettrica, mentre nello scenario BASE, dove si raggiunge comunque un risultato sopra la media europea, ci si ferma ad una riduzione del 44%. Viene, inoltre, raggiunto l'obiettivo di ridurre del 33% le emissioni nel settore ESD (o non-ETS), mentre nel BASE non si supera il meno 24%. Il 33% di riduzione si potrà raggiungere anche usufruendo dei meccanismi di flessibilità della bozza di regolamento per il periodo 2021-2030 attualmente in discussione.

3.8

LA PROIEZIONE DELLA SEN AL 2050

L'azione combinata di politiche, interventi e investimenti previsti nello scenario SEN determina non solo una riduzione della domanda come effetto dell'efficientamento energetico, ma influenza anche il modo di produrre ed utilizzare energia che risulta differente rispetto ai trend del passato.

La sfida energetica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, che quello dei costi dell'energia e, attualissimo, quello della decarbonizzazione dell'intero sistema energetico, non solo nell'immediato futuro ma anche in un'ottica di lungo periodo. È importante, quindi, quantificare come la nuova Strategia Energetica Nazionale possa influenzare la con-

Analisi di scenario

TABELLA 3.26

Caratterizzazione della proiezione al 2050 dello scenario SEN.

	Descrizione
ETS	Prezzo della CO ₂ al 2050 pari a 88 euro/tonnellata come da scenari EUCO
Efficienza energetica	Prolungamento al 2050 dell'obiettivo di riduzione annuale dei consumi finali dell'1,5% (EED)
Trasporto pubblico	Proiezione al 2050 di politiche e investimenti incentivanti la limitazione dei veicoli privati attraverso maggiore sviluppo del trasporto pubblico e altre misure di contenimento (<i>smart working, car sharing...</i>)
Trasporto privato su gomma	Vincolo emissivo su parco auto nuovo al 2050: 25 gCO ₂ /km (come da scenario EUCO30)
Veicoli elettrici	Riduzione costo veicoli elettrici tra il 2030 e il 2050 del 13% ⁴⁰
GNL	Incremento del ricorso al GNL nel trasporto merci e navale
FER	Non ci sono vincoli specifici sul target FER al 2050
	Potenziale massimo al 2050 incrementato: FV = 150 GW ed eolico offshore =8 GW ⁴¹
	Dopo il 2030 si considera l'installazione di impianti FV sempre accoppiati a sistemi di accumulo

figurazione del sistema energetico italiano al 2050 e capire quali sono le opzioni tecnologiche prospettate e se esse sono sufficienti per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo periodo.

La proiezione al 2050 dello scenario SEN è costruita a partire dal 2030 "trascinando" le politiche introdotte con la SEN ma senza nuove politiche aggiuntive. Lo scenario è basato sui drivers macroeconomici dello scenario EUREF2016 che sono proiettati fino al 2050.

Nel modello non sono stati imposti vincoli o obiettivi specifici. Tuttavia, sono state proiettate al 2050 le politiche europee su ETS ed efficienza energetica, riqualificazione, così come la riduzione dei vincoli emissivi sul parco auto nuovo, in linea con le ipotesi degli scenari della Commissione Europea (EUCO). Un maggiore dettaglio è disponibile in Tabella 3.26.

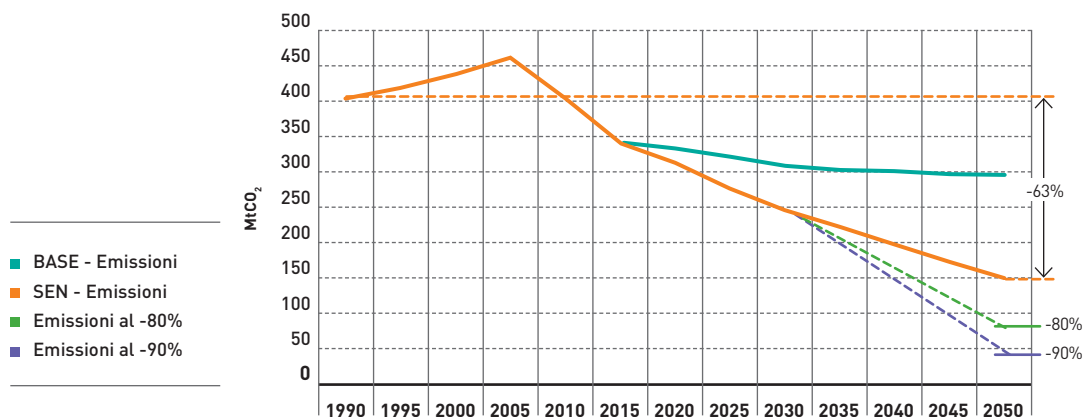
⁴⁰ Elaborazione ed estrapolazione RSE su dati Bloomberg e DoE per le batterie

⁴¹ Fonte: Gruppo di Lavoro 2 del "Tavolo Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'Economia" della Presidenza del Consiglio dei Ministri.

FIGURA 3.33

Evoluzione delle emissioni di CO₂ – energy related.

Fonte: Elaborazione RSE

**3.8.1****Principali risultati**

La SEN si dimostra in grado di ridurre in modo drastico le emissioni di CO₂ del settore energetico rispetto ad un'evoluzione di riferimento (scenario BASE) al 2050. Anche dopo il 2030, infatti, lo scenario SEN continua a favorire la contrazione delle emissioni del settore energetico rispetto all'evoluzione di riferimento, scenario BASE, di circa 150 Mt CO₂ al 2050. Questo risultato avvicina ma non raggiunge l'obiettivo di decarbonizzazione profonda al 2050, così come indicato nella *Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050* del 15 dicembre 2011. La *Roadmap* illustrava per l'Europa come realizzare un percorso di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, dell'80% al 2050 rispetto al 1990, in maniera coerente con il contenimento dell'innalzamento della temperatura globale sotto i 2 °C rispetto ai valori dell'era preindustriale.

Successivamente la Conferenza delle Parti della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP21), tenutasi a Parigi nel dicembre 2015, ha visto appoggiare un obiettivo ben più ambizioso: contenere l'incremento della temperatura media globale al di sotto dei 2 °C e adoperarsi per limitare tale incremento a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Secondo le conclusioni dell'I-

FIGURA 3.34

Evoluzione dell'energia primaria (Mtep) e dell'intensità energetica (tep/M€'13).

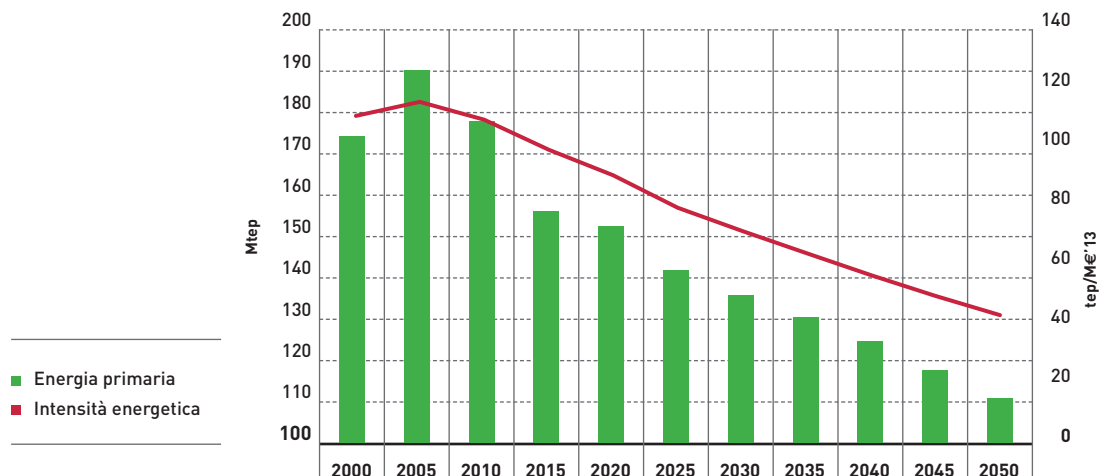
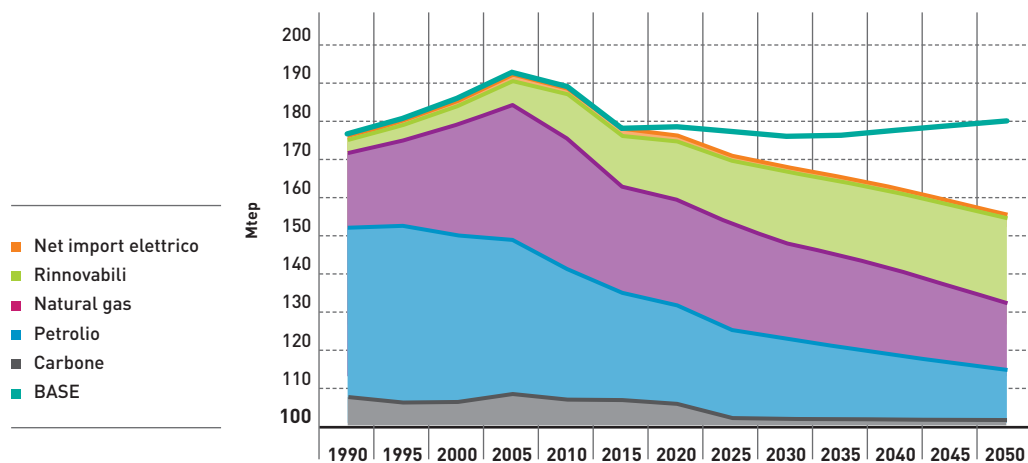


FIGURA 3.35

Evoluzione del fabbisogno di energia primaria per fonte.

Fonte: Elaborazione RSE



PCC⁴² e le ultime ricerche globali, per limitare il riscaldamento a 1,5 °C il taglio delle emissioni globali deve essere più sostanziale, tra il 90 e il 95% entro il 2050.

Come già detto, le proiezioni evidenziano come la SEN produca un efficientamento che trasforma il sistema energetico nazionale e riguarda la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili. Questo meccanismo favorito dalla Strategia permane nel tempo e riesce a offrire un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi al 2050. In questo scenario, infatti, l'impatto combinato di tutte le politiche attuali si traduce in una minore intensità energetica delle attività economiche nel tempo insieme a una diminuzione dell'intensità di carbonio della domanda di energia nel tempo. Le emissioni di energia riflettono il diverso mix di combustibili e le opzioni tecnologiche utilizzate per produrre e consumare energia, ma i trends innescati dalla SEN portano inevitabilmente a una diminuzione dell'approvvigionamento di energia primaria in Italia (Figura 3.34).

La contrazione della domanda di energia primaria non è dovuta alla riduzione del PIL o dei livelli di attività settoriali ma è principalmente il risultato di cambiamenti tecnologici e di cambio di combustibile dal lato della domanda e dell'offerta. L'efficienza energetica è uno dei principali fattori di decarbonizzazione nel lungo periodo, come si evince dalla intensità energetica in continua contrazione fino al 2050.

Lo scenario BASE è già caratterizzato da miglioramenti dell'efficienza energetica che compensano l'aumento dei consumi trainato dalla crescita economica fino al 2030 ma che non sono sufficienti a impedire un'inversione dei fabbisogni primari dopo il 2030 (Figura 3.35).

La SEN, invece, innesca una riduzione ancora più rapida dell'intensità energetica con riduzioni medie annue del 2,3% nel periodo 2030-50, tali da consentire il proseguimento del trend di contrazione dei consumi primari.

Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili (i combustibili fossili rappresentano il 58% del consumo primario totale nel 2050) e i miglioramenti nell'efficienza energetica riducono la domanda influenzando ancora sul fabbisogno primario.

I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano ad essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo è significativamente inferiore (al 2050 circa il 50% in meno rispetto al livello del 2015). Il loro declino è maggiormente significativo negli

⁴² Intergovernmental Panel on Climate Change

Analisi di scenario

ultimi anni della proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito da biocarburanti e veicoli elettrici.

Nello scenario BASE, il consumo di gas naturale è abbastanza stabile a lungo termine, contribuendo al 40% della domanda di energia primaria nel 2050. Nella proiezione SEN al 2050 la competizione con le FER porta a una contrazione del ricorso al gas (passando dal 36,5% del 2030 a poco più del 30% al 2050).

Un driver molto importante di questo scenario è la decarbonizzazione sempre più spinta dei processi di generazione di energia elettrica, che si traduce in una riduzione del 80% delle emissioni nel 2050 rispetto al livello del 2015. In effetti, l'ipotesi di quote di emissioni UE-ETS in costante diminuzione menzionate precedentemente determina forti riduzioni di carbonio già nello scenario di riferimento fino al 2050, in particolare nel settore della produzione di energia. Questo effetto è ovviamente maggiormente pronunciato

FIGURA 3.36

Generazione elettrica al 2050 per fonte. Fonte: Elaborazione RSE

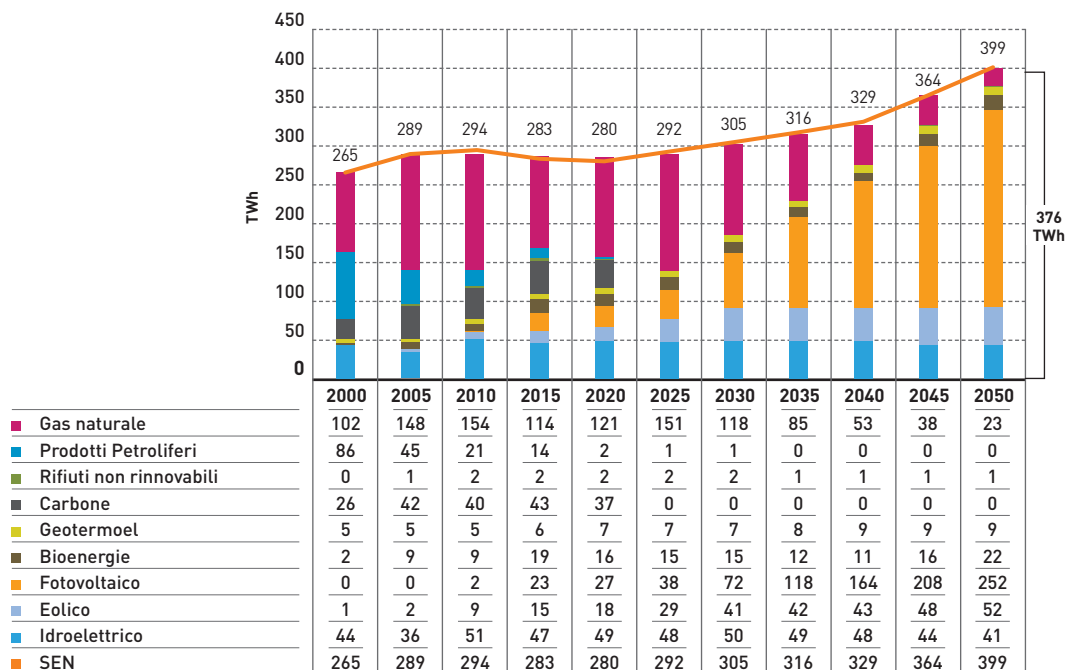
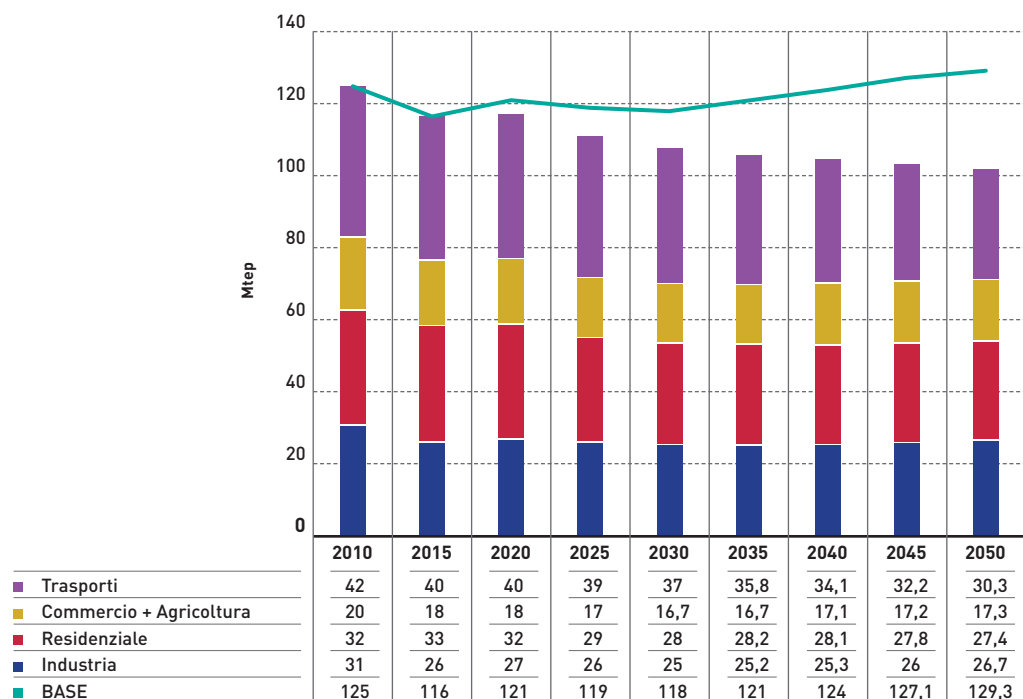


FIGURA 3.37

Consumi energetici nei settori di uso finale al 2050. Fonte: Elaborazione RSE



nella SEN a causa della maggiore penetrazione di fonti rinnovabili e di CO₂ Capture and Storage (CCS).

Le FER continuano a crescere fino al 2050, raggiungendo 376 TWh di produzione (il 93% nel 2050), grazie agli effetti della curva di apprendimento che vede nel tempo costi di investimento sempre più bassi e rende competitive tali tecnologie.

A crescere in maniera rilevante sono le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), principalmente eolico (onshore e offshore) e solare, che si espandono dopo il 2030.

La produzione delle FRNP al 2050 è gestita anche attraverso l'impiego di rilevanti quantità di sistemi di accumulo, sia su rete (accumuli elettrochimici e pompaggi) sia associate agli impianti di generazione da FRNP stessi (accumuli elettrochimici). Il largo sviluppo del fotovoltaico è infatti agevolato anche dalla prevista riduzione del

FIGURA 3.38

Elettrificazione nei settori finali. Fonte: Elaborazione RSE

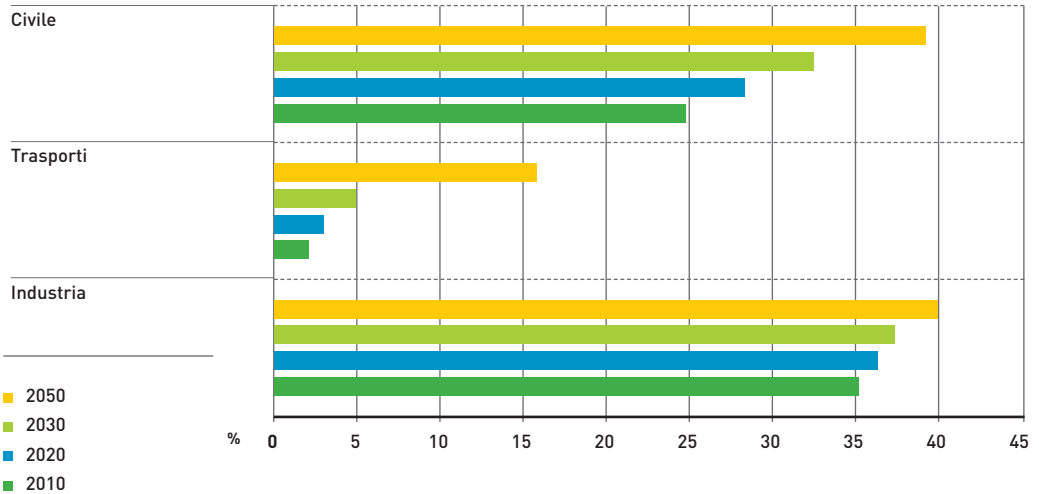
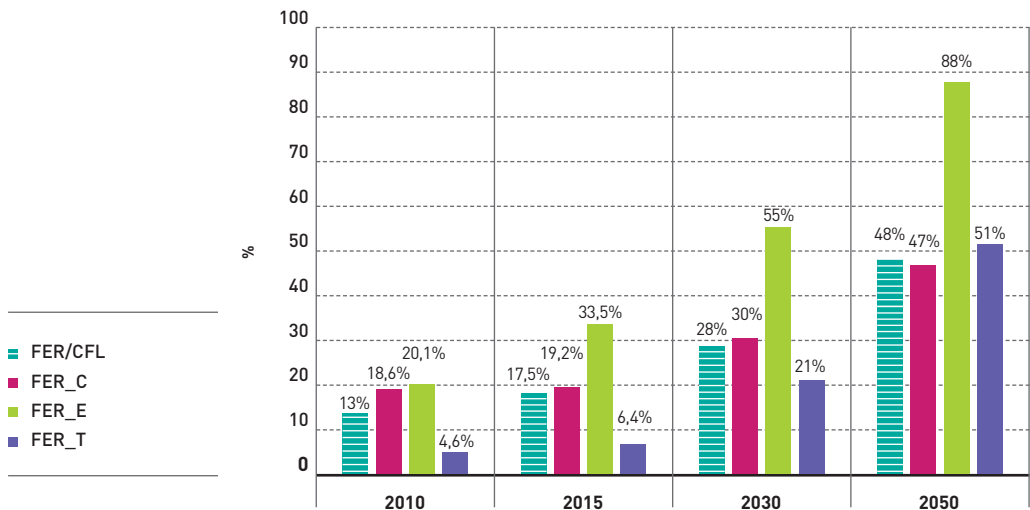


FIGURA 3.39

Quota delle FER per settore secondo direttiva 2009/28/CE.

Fonte: Elaborazione RSE



costo dei sistemi di accumulo al 2050 che accompagnano l'installazione soprattutto in bassa tensione.

In questo scenario non sono stati approfonditi problemi e/o criticità generabili da una tale penetrazione di fonti intermittenti, sia per un possibile problema di occupazione dei suoli, sia per una analisi di dettaglio delle infrastrutture e costi di rete necessari per la sua integrazione.

Come discusso nelle sezioni precedenti, l'elettricità svolge un ruolo centrale nel periodo 2030-50 promuovendo la decarbonizzazione dei settori di uso finale, ma non è l'unico contributo ad essere significativo. Mentre la domanda di elettricità è destinata a salire, i risparmi energetici finali netti sono realizzati attraverso altri vettori energetici. In effetti, nel lungo periodo, il prolungamento della SEN, per costruzione, continua a promuovere un forte miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali chiave (edifici, illuminazione, raffreddamento e riscaldamento, elettrodomestici e industria), nonché il passaggio di combustibile verso elettricità e fonti rinnovabili.

In Figura 3.37 è mostrato l'andamento dei consumi energetici nei settori di uso finale al 2050. Il prolungamento al 2050 dell'obiettivo di riduzione annuale dei consumi finali dell'1,5% avviene in virtù:

- dei miglioramenti delle tecnologie e processi di uso finale (veicoli, residenziale, recupero calore nell'industria, ...);
- del proseguimento degli interventi di isolamento degli edifici (dato l'elevato potenziale) e la sostituzione dei sistemi di generazione del calore con altri più efficienti (pompe di calore);
- del minor fabbisogno termico richiesto dagli edifici nuovi;
- dell'aumento dell'elettificazione degli usi finali (in modo particolare nel settore trasporti) fino al 35% al 2050 (25% nel 2030);
- del contenimento dell'aumento di domanda di mobilità privata con il prolungamento di misure ed investimenti nella mobilità collettiva pubblica.

Anche senza ulteriori politiche proseguono i trend di penetrazione del vettore elettrico nei settori di uso finale (Figura 3.38). La domanda di elettricità, infatti, cresce in tutti gli scenari rispetto ai livelli del 2015, come risultato della maggiore penetrazione di apparecchi che utilizzano elettricità, riscaldamento e sistemi di propulsione. L'aumento dell'uso di dispositivi elettrici è in parte compensato dall'aumento dell'efficienza energetica degli apparecchi elettrici e dall'incremento dell'integrità termica degli edifici nei settori residenziale e terziario e da un uso più razionale dell'energia ovunque, ma in generale dall'ef-

Analisi di scenario

fetto di nuovi consumi di energia elettrica emergenti in generale la scala per il riscaldamento e il trasporto è decisiva.

La SEN si dimostra quindi in grado di traguardare il processo di efficientamento del sistema energetico nazionale e la graduale sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili.

Proseguono infatti i trend di penetrazione delle rinnovabili nei settori di uso finale anche se con tassi di crescita più contenuti (Figura 3.39). La quota FER/Consumi Finali Lordi (FER/CFL) passa dal 28% del 2030 a circa il 48% al 2050. Nel settore elettrico, le rinnovabili diventano di gran lunga prevalenti, con una copertura del consumo lordo dell'88% (FER_E). Rilevante anche la penetrazione delle rinnovabili nei settori termico (FER_C) e trasporti (FER_T), entrambi intorno al 50%.

3.9

SINTESI DEI RISULTATI DI SCENARIO AL 2030

	Unità di misura	Dati storici			BASE 2030	SEN 2030
		2005	2010	2015		
Energia Primaria	Mtep	190	177,9	156,2	151,2	135,9
Intensità energetica (energia primaria/PIL)	tep/M €'13	116	110	99	81	72,1
Riduzione energia primaria vs PRIMES 2007	%	1	-11	-26	-35	-42
Dipendenza energetica	%	83	83	77	72	64
Consumi finali ⁴³	Mtep	137,2	128,5	116,4	118	108
Elettificazione usi finali	%	18,9	20,0	21,2	22,5	24
Consumi specifici pro-capite (consumi residenziale/popolazione)	tep/abitante	0,585	0,6	0,523	0,50	0,44
Intensità energetica industria (consumi/valore aggiunto)	tep/M €'13	156,0	129,4	118,3	106,3	100,3
Intensità energetica terziario (consumi/valore aggiunto)	tep/M €'13	17,0	18,3	16,5	14,4	12,7
Consumi specifici trasporto passeggeri	tep/Mtkm	33,0	33,0	31,6	27,2	25,9
Consumi specifici trasporto merci	tep/Mtkm	38,0	36,7	36,2	32,3	31,8
%FER ⁴⁴	%	7,5	13,0	17,5	21,6	28
RES_H&C	%	8,2	15,6	19,2	23,9	30
RES_E	%	16,3	20,1	33,5	37,7	55
RES_T	%	1,0	4,8	6,4	12,2	20,6
GHG Emissions ⁴⁵	MtCO _{2eq}	579	505	433	392	332
Riduzione emissioni non-ETS vs 2005	%	0	-8	-16	-24	-33
Riduzione emissioni ETS vs 2005	%	0	-19	-37	-44	-57

⁴³ I consumi finali riportati in Tabella si discostano dai valori dei consumi finali lordi (CFL) utilizzati dalla CE per il calcolo degli obiettivi in materia di quota minima di fonti rinnovabili. Nei CFL sono infatti conteggiati anche l'energia rinnovabile catturata da pompe di calore, le perdite di trasmissione e distribuzione di energia elettrica e calore e gli ausiliari di generazione elettrica e calore.

⁴⁴ Le percentuali sono calcolate secondo i criteri impostati dalla direttiva 2009/28/CE (la quota rinnovabile complessiva è riferita ai CFL, quella elettrica ai consumi interni lordi e per i trasporti sono applicati gli specifici moltiplicatori previsti per biocarburanti double counting ed elettricità consumata nei trasporti stradali e ferroviari).

⁴⁵ Il totale delle emissioni nazionali non corrisponde alla somma delle emissioni dei settori ETS e di quelle dei settori ESD (non-ETS) perché vi sono alcune emissioni che non ricadono nel campo di applicazione delle norme europee.

4.1

INTRODUZIONE

Lo scenario SEN, per quanto riguarda il sistema elettrico, è caratterizzato da un forte sviluppo delle fonti rinnovabili con una quota, al 2030, pari al 55% dei consumi finali lordi di energia elettrica (334 TWh).

La crescita molto forte delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), che oggi godono di priorità di dispacciamento, richiede l'accelerazione di misure che mirino innanzitutto alla loro integrazione nel sistema elettrico e allo sviluppo di infrastrutture che dovranno garantire adeguatezza e flessibilità al nuovo assetto.

Una conseguenza immediata è la riduzione ulteriore della produzione degli impianti di generazione dispacciabili, gli unici che attualmente forniscono i servizi di riserva e di bilanciamento indispensabili per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema. Servizi questi sempre più necessari quanto maggiore è il livello di aleatorietà introdotto dalle fonti rinnovabili.

L'elevata penetrazione della generazione distribuita determina inoltre una progressiva trasformazione delle reti di distribuzione da passive ad attive, rendendone sempre più necessaria un'evoluzione in ottica smart grid.

I sistemi elettrici presentano diversi vincoli tecnici particolarmente complessi (ad esempio: limiti di trasporto della rete e vincoli di flessibilità degli impianti di generazione) che hanno effetti rilevanti sulla gestione operativa e che richiedono analisi specifiche.

A partire dai risultati dello scenario energetico sono stati analizzati nel dettaglio gli impatti per il settore elettrico, ponendo particolare attenzione alle criticità nell'esercizio in sicurezza del sistema e agli investimenti necessari per farvi fronte. Lo sviluppo delle infrastrutture di rete richiede infatti grandi investimenti e tempi lunghi di realizzazione: è necessario "anticipare" le necessità future durante la fase di pianificazione ed effettuare un'accurata analisi costi-benefici.

Lo scenario SEN è messo a confronto, nell'analisi di impatto, con lo scenario BASE (descritto dettagliatamente in *"Decarbonizzazione dell'economia italiana – Scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale"*, collana RSE Colloquia, volume IV 2017), che rappresenta lo scenario "di riferimento" a politiche correnti per il sistema energetico italiano.

METODOLOGIA

La valutazione di impatto è stata effettuata mediante il simulatore di mercato elettrico zonale sMTSIM, sviluppato da RSE. sMTSIM (*stochastic Medium Term SIMulator*) è in grado di determinare il dispacciamento orario del parco di generazione e il *clearing* del mercato su un orizzonte temporale annuale, calcolando il prezzo marginale orario per ciascuna zona di mercato. Altri risultati del simulatore sono i consumi di combustibile e i costi di ciascun impianto termoelettrico, le emissioni di CO₂ e i relativi costi derivanti dai permessi di emissione, i ricavi, i profitti e le quote di mercato delle imprese di generazione modellate, così come i flussi di energia sulle interconnessioni tra le zone di mercato. sMTSIM può inoltre modellare le strategie di offerta attuate dai partecipanti al mercato e può inoltre determinare, se richiesto, lo sviluppo ottimo (in termini di minimo costo complessivo) della capacità di interconnessione tra le zone di mercato della rete di trasmissione.

Uscendo dalle logiche più strettamente di mercato, il simulatore è in grado di determinare anche il dispacciamento ottimo in grado di soddisfare vincoli di riserva imposti zona per zona, al fine di garantire la sicurezza di esercizio del sistema. Diversi indicatori relativi a eventuali criticità possono inoltre essere calcolati a partire dai risultati di sMTSIM, quali ad esempio il numero di ore di congestione sulle sezioni interzonali, le quantità di *overgeneration*, di energia non fornita o di riserva mancante a livello zonale.

sMTSIM può essere utilizzato in maniera sinergica con i modelli TIMES dell'intero sistema energetico: i risultati di quest'ultimi, in termini di evoluzione a lungo termine del sistema di generazione, possono essere usati come input per il primo che, focalizzandosi su un anno specifico, può simulare l'esercizio del sistema elettrico in una maniera più accurata e dettagliata. Questo è esattamente il tipo di interazione tra i due modelli adottato nel presente studio (si veda la Figura 4.1): negli scenari considerati, TIMES-Italia è stato utilizzato per determinare il parco di generazione e la domanda elettrica al 2030; l'esercizio del sistema elettrico è stato, successivamente, determinato da sMTSIM.

L'analisi di impatto sul sistema elettrico ha seguito questa metodologia:

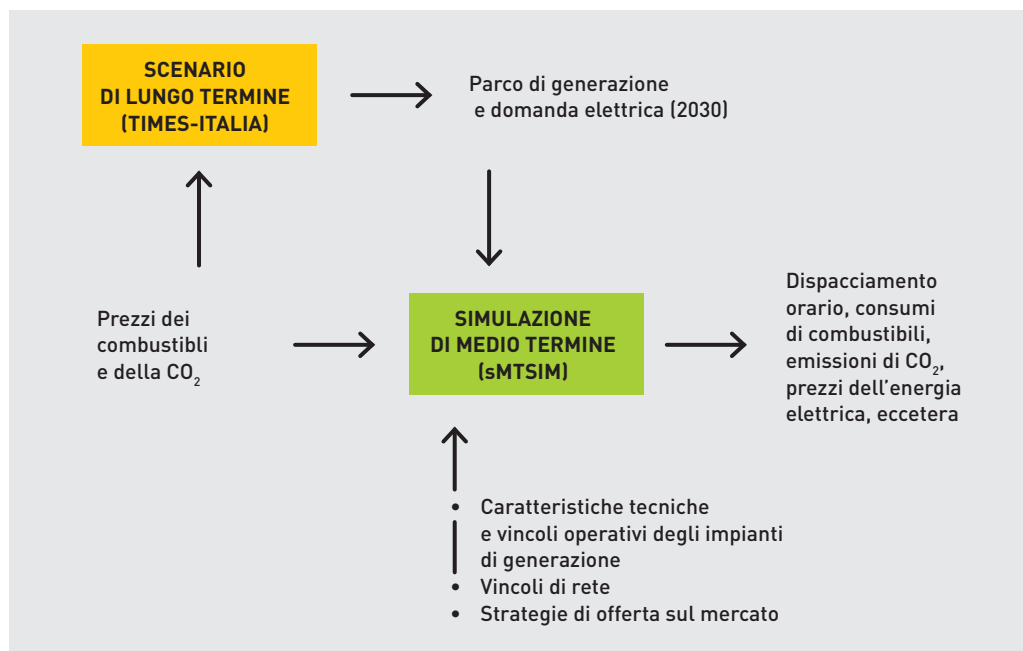
1. Si parte dai risultati, in termini di capacità di generazione e di domanda elettrica al 2030, di una prima esecuzione del modello TIMES (scenario SEN preliminare).

Impatto sul sistema elettrico

2. Con il modello sMTSIM, in grado di considerare dettagli tecnici non inclusi nel modello TIMES, si effettua una simulazione a livello orario del sistema elettrico.
3. Si valutano le criticità che emergono dai risultati della simulazione (congestioni, incapacità a coprire i picchi di carico, eccessi di produzione delle FRNP, carenza di margini di riserva, eccetera).
4. Mediante opportune simulazioni ulteriori, si valuta l'efficacia di possibili interventi in grado di mitigare le criticità rilevate.
5. Si seleziona l'insieme ottimale degli interventi di mitigazione delle criticità e si determina lo scenario elettrico finale, inclusa la stima degli investimenti correlati.
6. Si riportano nel modello TIMES i risultati dello scenario elettrico finale per l'elaborazione dello scenario energetico finale complessivo (scenario SEN finale).

FIGURA 4.1

Catena modellistica modelli TIMES - sMTSIM.



4.3

INPUT PER LE SIMULAZIONI DEL SISTEMA ELETTRICO

4.3.1

Parco di generazione elettrica nello scenario SEN

Il parco di generazione elettrica risultante dagli scenari BASE e SEN per l'anno 2030 è riportato in Figura 3.23 del Capitolo 3 (a pagina "Tabella 3.23" a pagina 71). In particolare, nello scenario SEN si segnala l'assenza del carbone in seguito al phase-out totale previsto entro il 2025. Questa ipotesi ha pesanti impatti in particolare sulla regione Sardegna ed è stata oggetto di un'analisi specifica, riportata nel seguito (Capitolo 6). In tale zona la situazione è aggravata dalla chiusura di quasi tutte le centrali a olio combustibile esistenti (nello scenario SEN è considerata indisponibile al 2030 anche la centrale IGCC di Sarroch).

Gli impianti termoelettrici dispacciabili al 2030 sono inseriti nel database del modello SMTSIM con tutte le caratteristiche e i vincoli tecnici non trattati (o solo parzialmente) dai modelli energetici TIMES di lungo termine.

Nello scenario SEN la produzione da FER elettriche al 2030 (184 TWh) cresce del 70% rispetto ai valori del 2015/2016, in larga parte per il contributo di fonti rinnovabili non programmabili, che oggi godono di priorità di dispacciamento. Rispetto allo scenario BASE, nello scenario SEN si hanno circa 55 TWh aggiuntivi di produzione da FER.

Il simulatore di mercato SMTSIM richiede un dettaglio zonale: la produzione da FER al 2030 è stata quindi ripartita tra le diverse zone di mercato sulla base dell'andamento delle autorizzazioni e delle installazioni previste nei prossimi anni da TERNA e dal GSE. La Figura 4.2 mostra la produzione lorda di energia elettrica da FER per zona di mercato al 2015 e al 2030 nello scenario SEN.

4.3.2

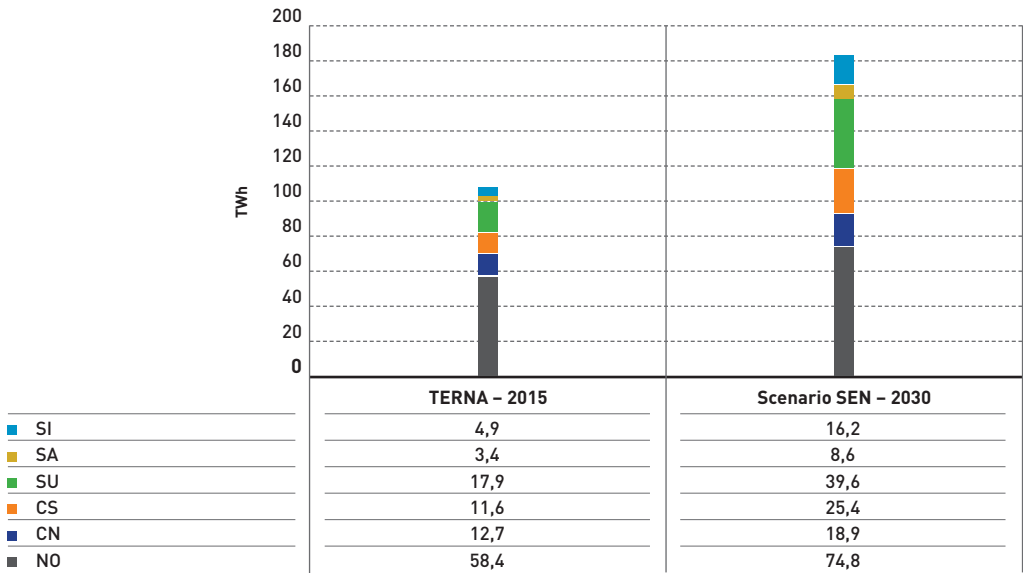
Domanda di energia elettrica nello scenario SEN

Nello scenario SEN la domanda elettrica al 2030 risulta pari a circa 325 TWh.

La ripartizione zonale della domanda elettrica è stata effettuata sulla base di una ripartizione a livello regionale determinata replicando lo scenario SEN con il modello energetico multiregionale MONET di RSE, anch'esso basato su TIMES (vedi box di approfondimento) ma con dettaglio regionale.

FIGURA 4.2

Produzione lorda di energia elettrica da FER per zona di mercato al 2015 e al 2030 nello scenario SEN. Fonte: Elaborazione RSE su dati TERNA (2015) e risultati dello scenario energetico SEN (2030)



Nello scenario realizzato con MONET sono quindi vincolati i consumi elettrici nazionali per settore e per i singoli sotto-settori industriali. Il modello MONET determina una evoluzione della domanda di energia elettrica diversa nelle singole regioni, in funzione della maggiore o minore presenza di alcuni settori di consumo rispetto ad altri. I risultati del modello sono riportati in Figura 4.3 dove si mostra la ripartizione della richiesta di rete al 2015 e la proiezione al 2030 nelle sei zone di mercato.

4.3.3

Import di energia elettrica

Per lo sviluppo della capacità di trasporto transfrontaliera al 2030 si fa riferimento al Piano di Sviluppo della RTN 2017 di TERNA. La capacità di import complessiva, rispetto ai valori attuali, si incrementa di 5.365 MW, 5.965 MW includendo l'interconnessione con la Tunisia (Tabella 4.1).

FIGURA 4.3

Richiesta di rete per zona di mercato al 2015 e al 2030 nello scenario SEN. Fonte: Elaborazione RSE su dati TERNA (2015) e risultati dello scenario energetico SEN (2030).

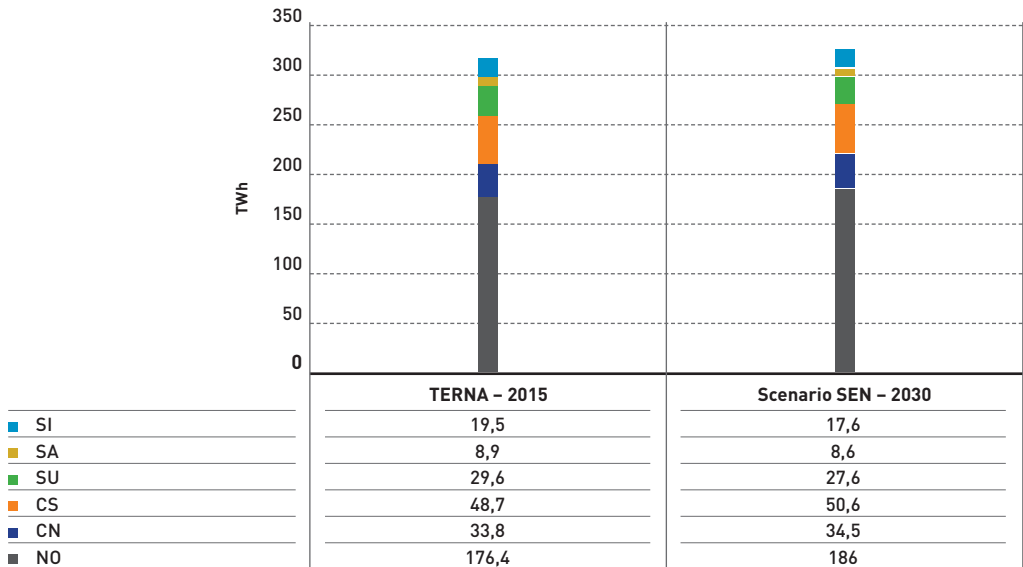


TABELLA 4.1

Sviluppo della capacità di trasporto transfrontaliera al 2030 nello scenario SEN.

Frontiera	MW	2016	Incremento	2030
Francia		3.150	+1.200	4.350
Svizzera		4.240	+1.200	5.440
Austria		315	+965	1.280
Slovenia		730	+800	1.530
Grecia		500	-	500
Montenegro		-	+1.200	1.200
Malta		200	-	200
Tunisia ¹		-	+600	600

APPROFONDIMENTO

Il modello MONET

MONET (Modello Energetico Nazionale TIMES) è un modello multiregionale che descrive l'intero sistema energetico italiano attraverso la modellazione di venti sistemi regionali tra loro interconnessi. Ha lo scopo di essere utilizzato per sostenere la pianificazione energetica sia a livello regionale e nazionale, per analizzare l'effetto di diverse misure e azioni sul sistema energetico, risolvendo un unico problema decisionale attraverso tecniche di ottimizzazione.

Il modello si basa sul generatore di modelli TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System). Secondo la definizione, TIMES "è un generatore di modelli economici per sistemi energetici locali, nazionali o multi-regionali che fornisce una base tecnologica per la valutazione delle dinamiche energetiche su un orizzonte temporale multi-periodo di lungo termine". Rispetto al caso di un modello nazionale mono-regionale, il modello multiregionale MONET consente una descrizione specifica (non mediata) delle diverse caratteristiche regionali in termini di tecnologie, domande, potenziali, disponibilità delle risorse e interconnessioni con i sistemi confinanti, assegnando a ciascun sistema regionale le caratteristiche specifiche che gli appartengono.

Un modello di questo tipo risulta più complesso in termini di preparazione, di risoluzione, di interpretazione dei risultati e di presentazione degli stessi, ma ovviamente anche più ricco e dettagliato e, per questo, più adatto ad essere "interrogato" dagli analisti che hanno come focus il sistema energetico italiano nella sua complessità. MONET si propone di indagare l'evoluzione del sistema energetico nazionale e/o regionale in un orizzonte temporale di lungo termine (fino al 2030 o 2050), con la flessibilità necessaria per supportare anche l'analisi nel medio termine (fino al 2020). Tale strumento è guidato dalla domanda di servizi energetici (ad esempio, illuminazione), così come da alcuni parametri dinamici (ad esempio, i prezzi dei combustibili fossili, i parametri delle tecnologie, i costi di investimento) che sono stati proiettati nel tempo sulla base di specifiche dinamiche socio-economiche regionali, o nazionali, nonché sulle base dei principali riferimenti internazionali.

Nelle simulazioni è stato imposto uno scambio complessivo sulle frontiere che ammonta complessivamente a 28,5 TWh netti, in linea con gli scenari europei EUCO per l'Italia e tenendo conto del previsto export verso la Tunisia.

Il profilo orario e la ripartizione tra le singole frontiere sono derivati dalle simulazioni pan-europee svolte a partire dai dati di generazione e domanda dei paesi europei risultanti dallo scenario EUCO30.

I profili ottenuti sono imposti nelle simulazioni come iniezioni (import) e carichi (export) rigidi, in quanto dipendenti dalla situazione relativa tra le coppie di paesi coinvolti nello scambio, in ciascuna ora.

Nelle situazioni di *overgeneration* e di carenza di margini di riserva, è stato ipotizzato che le dinamiche di mercato (nonché l'intervento preventivo del TSO nel caso di carenze di riserva) possano portare ad una riduzione dell'import sulle singole frontiere fino all'annullamento.

4.4

LE CRITICITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO AL 2030

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. La riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto allo scenario

TABELLA 4.2

Bilancio di energia elettrica delle simulazioni di mercato MGP per gli scenari BASE e SEN 2030.

Bilanci	Produzione termoelettrica (dispacciabile)	Pompaggio (consumi)	Overgeneration	Energia Non Fornita (ENF)	Variazione emissioni CO ₂
Simulazione	TWh	TWh	TWh	GWh	MtCO ₂
SEN	94,7	4,7	4,6	0	-37
BASE	141,7	0,4	<0,1	0	-
Delta	-47	+4,3	+4,6	0	

¹ Il collegamento con la Tunisia è stato considerato nello scenario SEN, ma non nello scenario BASE.

Impatto sul sistema elettrico

BASE è determinata dalla maggiore produzione rinnovabile e dalla chiusura degli impianti a carbone nello scenario SEN.

La Tabella 4.2 mostra il confronto tra il bilancio di energia elettrica degli scenari BASE e SEN in termini di produzione termoelettrica dispatchabile, consumi dei pompaggi, livelli di *overgeneration*, energia non fornita (ENF) ed emissioni di CO₂. Il delta esprime le variazioni nello scenario SEN rispetto al BASE. A fronte di un aumento della produzione da FER elettriche di 55 TWh, la produzione termoelettrica si riduce solo di 47 TWh a causa anche dei maggiori consumi dei pompaggi e della presenza di *overgeneration*.

La simulazione SEN mostra il comportamento del Mercato del Giorno Prima, che non tiene però conto di molti dei vincoli tecnici all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. Per tenere conto di questi ultimi, nella simulazione "SEN_RIS", si aggiungono i vincoli orari di riserva (vedi box di approfondimento): in tal modo si ottiene una simulazione più vicina all'esercizio reale del sistema elettrico e, di conseguenza, dei risultati più precisi sulla adeguatezza/sicurezza del sistema stesso. Per contro, ci si allontana dalle dinamiche di funzionamento del Mercato del Giorno Prima, ottenendo prezzi non più rappresentativi di tale mercato.

Nella simulazione con i vincoli di riserva (Tabella 4.3) comincia ad emergere le difficoltà da parte del sistema elettrico nell'inseguire il carico, in particolare l'*overgeneration* da FER cresce oltre 10 TWh nonostante un maggiore utilizzo del pompaggio. La necessità di avere a disposizione sempre un minimo di impianti termoelettrici per garantire la riserva di potenza comporta un aumento della pro-

TABELLA 4.3

**Bilancio di energia elettrica nello scenario SEN e SEN_RIS
(con vincoli di riserva) al 2030.**

Bilanci	Produzione termoelettrica [dispatchabile]	Pompaggio (consumi)	Overgeneration	Riserva Non Disponibile (RND)	Variazione emissioni CO ₂
Scenario	TWh	TWh	TWh	TWh	MtCO ₂
SEN	94,7	4,7	4,6	-	-
SEN_RIS	104,2	7,9	10,4	0,2	+3,4

APPROFONDIMENTO

Il fabbisogno di riserva

Il fabbisogno di riserva include:

Riserva primaria. In un sistema elettrico, in caso di squilibrio tra generazione e carico si verifica una variazione della frequenza di rete a cui reagiscono i regolatori di velocità dei generatori delle unità di produzione abilitate a fornire il servizio di regolazione primaria: tali unità variano quindi la potenza generata al fine di eliminare lo squilibrio.

Il servizio di regolazione primaria deve essere obbligatoriamente fornito da tutte le unità di produzione con potenza efficiente non inferiore a 10 MW, a eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, mettendo a disposizione una banda di regolazione non inferiore all'1,5% della potenza efficiente. In termini di prestazioni, la variazione di potenza generata richiesta all'unità di produzione deve essere erogata per almeno metà entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza e completamente entro 30 secondi, dopodiché la nuova potenza generata deve essere stabilmente mantenuta per almeno 15 minuti (in assenza di ulteriori variazioni di frequenza).

Riserva secondaria. A seguito dell'intervento della regolazione primaria, ad esempio per un calo della frequenza di rete (carenza di generazione rispetto al carico), generazione e carico sono riportati in equilibrio; tuttavia la rete viene a trovarsi in una nuova situazione di regime in cui la frequenza ha un valore inferiore a quello nominale e i margini disponibili di riserva di regolazione primaria sono stati parzialmente erosi. Inoltre, la potenza importata dai sistemi elettrici interconnessi (ad esempio, dall'estero) è aumentata rispetto al valore stabilito, poiché anche tali sistemi hanno contribuito a sopperire alla carenza di generazione ipotizzata. Per ristabilire sia il valore nominale della frequenza (e quindi i margini di riserva di regolazione

una carenza di disponibilità di riserva in determinati periodi.

Dalle simulazioni risultano significativamente congestionate le sezioni CentroNord → Nord e CentroSud → CentroNord, in conseguenza anche del ridotto livello di importazioni dalla frontiera Nord. Questo risultato era però già evidente anche nello scenario BASE. Lo scenario SEN vede infatti un maggiore sviluppo della fonte eolica nelle regioni centro-meridionali e insulari, accompagnato tuttavia dal maggior carico derivante dall'export verso la Tunisia e da uno sviluppo del fotovoltaico caratterizzato da una distribuzione omogenea sul territorio nazionale.

Impatto sul sistema elettrico

primaria) sia i valori programmati degli scambi con i sistemi interconnessi, si ricorre alla regolazione secondaria (o regolazione frequenza-potenza). Anch'essa agisce sui regolatori di velocità delle unità di produzione, ma sotto il controllo di un dispositivo automatico centralizzato (Regolatore di Rete) che, sensibile agli errori di frequenza e di potenza scambiata con i sistemi interconnessi, modifica con un tele-segnale (Livello di Regolazione) i set point dei regolatori di velocità, variando la potenza erogata fino ad annullare i suddetti errori. Le unità di produzione abilitate alla fornitura della regolazione secondaria devono rendere disponibile un margine di riserva pari al maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le unità termoelettriche, nonché pari al $\pm 15\%$ della potenza massima per le unità idroelettriche. L'intera banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità per almeno 2 ore.

Riserva terziaria. Come si è visto, in caso di squilibrio tra generazione e carico interviene dapprima la regolazione primaria (la più veloce) e successivamente la regolazione secondaria, che riporta la frequenza di rete al suo valore nominale e ripristina i margini di riserva di regolazione primaria inizialmente utilizzati. A loro volta, anche i margini di riserva di regolazione secondaria devono essere ripristinati al valore iniziale prefissato: a ciò provvede la regolazione terziaria, nell'ambito della quale il Gestore della Rete impartisce a singoli produttori (anche non coinvolti nella regolazione secondaria) disposizioni di esercizio relative alla variazione della potenza prodotta da unità già in servizio (riserva "pronta", in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta dal gestore, e riserva "di sostituzione", che ha lo scopo di ricostituire la riserva "pronta", senza limitazioni di durata), al limite richiedendo anche l'entrata in servizio di unità inizialmente spente.

termina un livello di congestioni simile allo scenario BASE.

Le congestioni rilevate si riflettono in particolare nelle differenze di prezzo zonale determinate soprattutto da un calo dei prezzi nelle zone meridionali rispetto allo scenario BASE.

La Tabella 4.4 mostra il numero delle ore di congestione negli scenari BASE e SEN al 2030 a confronto con la situazione 2016.

Nell'ottica di lungo termine si può ipotizzare che la strategia d'offerta della produzione termoelettrica sul mercato elettrico sia quella di garantire almeno il recupero dei costi variabili complessivi (nei li-

miti concessi dai vincoli di flessibilità delle unità di produzione). Si è considerato dunque che il prezzo offerto debba tenere conto dei costi di combustibile medi e dei costi associati delle emissioni di CO₂, dei costi variabili di O&M e dei costi di accensione.

In questo modo si ottengono prezzi più elevati rispetto al modello teorico dei costi marginali che spesso nei sistemi elettrici reali non riesce a garantire prezzi sufficienti a coprire tutti i costi variabili.

Nello scenario SEN si ha una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica di circa 11 euro/MWh rispetto ai dati dello scenario BASE, a causa dell'aumento delle FER e della diminuzione del prezzo della CO₂ (da 33,5 a 27,5 euro/tonnellata), come mostrato in Tabella 4.5.

4.5

INTERVENTI DI MITIGAZIONE DELLE CRITICITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Per ridurre le criticità emerse dalle simulazioni del sistema elettrico (*overgeneration*, eccessiva frequenza delle congestioni interzonali, carenze di disponibilità di riserva) sono stati ipotizzati specifici interventi di mitigazione:

- ulteriori sviluppi della Rete di Trasmissione Nazionale rispetto al Piano di Sviluppo 2017 di TERNA, preso a riferimento nello scenario “SEN preliminare”;
- partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) alla fornitura di servizi di riserva a scendere;
- installazione di nuovi impianti idroelettrici di pompaggio e di sistemi di accumulo elettrochimici per aumentare la flessibilità del sistema.

4.5.1

Sviluppi della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

Il primo intervento di mitigazione che si analizza è lo sviluppo della RTN per consentire un maggiore flusso di energia elettrica da sud verso nord per ottenere i seguenti benefici:

- riavvicinamento dei prezzi zonali;
- riduzione delle *overgeneration* (concentrate nelle zone meridionali);
- maggior numero di impianti termoelettrici accesi nelle zone con

Impatto sul sistema elettrico

TABELLA 4.4

Numero delle ore di congestione negli scenari BASE e SEN al 2030 a confronto con la situazione 2016.

	CN > NO	CS > CN	SU > CS	SI > SU
	n° ore	n° ore	n° ore	n° ore
SEN	< 3.000	> 3.000	< 500	< 500
BASE	> 3.000	> 3.000	< 500	< 500
2016	1.207	869	1.064	497

TABELLA 4.5

Prezzi dell'energia elettrica nel mercato MGP negli scenari BASE e SEN.

	PUN*	PUN**	Prezzo NO	Prezzo CN	Prezzo CS	Prezzo SU	Prezzo SI	Prezzo SA
	euro/MWh							
SEN	69,0	68,1	74,3	65,4	58,2	57,3	56,1	57,7
BASE	79,9	79,3	81,3	78,9	75,9	75,7	75,8	75,3
Delta	-10,9	-11,2	-7,0	-13,5	-17,7	-18,4	-19,7	-17,6

* Media pesata sulla domanda dei PUN orari

** Media aritmetica dei PUN orari

minori disponibilità di riserva.

Nello scenario SEN è stata valutata la necessità di potenziare la RTN oltre il Piano di Sviluppo di TERNA, incrementando di 1.000 MW le capacità di trasporto sulle seguenti sezioni:

- sezione CSUD ↔ CNOR
- sezione CNOR ↔ NORD

Ovviamente non si intende risolvere completamente le criticità evidenziate nel sistema elettrico intervenendo esclusivamente sulla RTN, ma, considerata la frequenza delle congestioni interzonali rilevate sulle sopra citate sezioni, si è identificato lo sviluppo della rete come primo elemento da considerare.

4.5.2

Partecipazione delle FRNP al mercato MSD

Il coinvolgimento di nuove risorse per la fornitura di servizi di riserva e bilanciamento (tradizionalmente forniti dai gruppi termoelettrici ed idroelettrici dispacciabili di taglia maggiore di 10 MVA) da parte di unità attualmente non abilitate, quali la domanda, le fonti rinnovabili non programmabili, la generazione distribuita e i sistemi di accumulo di piccola taglia, è uno dei principali obiettivi della riforma regolatoria che l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente - ARERA sta portando avanti.

A questo riguardo, sulla base della delibera 300/2017/R/EEL *"Prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code europeo"*, ARERA e TERNA hanno dato l'avvio ad una serie di progetti pilota, come primo passo verso il pieno coinvolgimento nella fornitura di servizi di dispacciamento di unità a cui ciò finora era stato precluso.

Vi sono tuttavia barriere sia tecniche che economiche alla partecipazione a MSD di queste nuove risorse. Per quanto riguarda le FRNP, più in particolare, la fornitura di servizi di riserva a salire non è praticabile (a causa della dipendenza da una fonte energetica non programmabile), se non producendo costantemente al di sotto del potenziale massimo consentito dalla disponibilità della fonte (quindi sprecando energia), oppure mediante l'accoppiamento con sistemi di accumulo. Per la partecipazione alla riserva a scendere, invece, la principale barriera è economica ed è determinata sia dalla quasi totale assenza di costi variabili, tipica di queste produzioni, sia dall'eventuale presenza di forme di incentivazione legate alla quantità di energia prodotta: entrambe, infatti, determinano scarsa convenienza a ridurre la produzione in quanto ne conseguirebbe una perdita dell'incentivo (spesso piuttosto generoso) a fronte di risparmi trascurabili sui costi variabili. Nell'attuale contesto di funzionamento dei mercati per il servizio di dispacciamento e di bilanciamento, queste produzioni non troverebbero quindi nessun vantaggio economico (se non addirittura delle perdite nette) dalla partecipazione alla fornitura di servizi di riserva a scendere, men che meno vedrebbero convenienza nell'investire sui propri impianti per renderli tecnologicamente adatti a fornire i servizi.

Come già visto nei paragrafi precedenti, nello scenario SEN la partecipazione degli impianti termoelettrici tradizionali alla produzione di energia elettrica al 2030 si riduce pesantemente mettendo

Impatto sul sistema elettrico

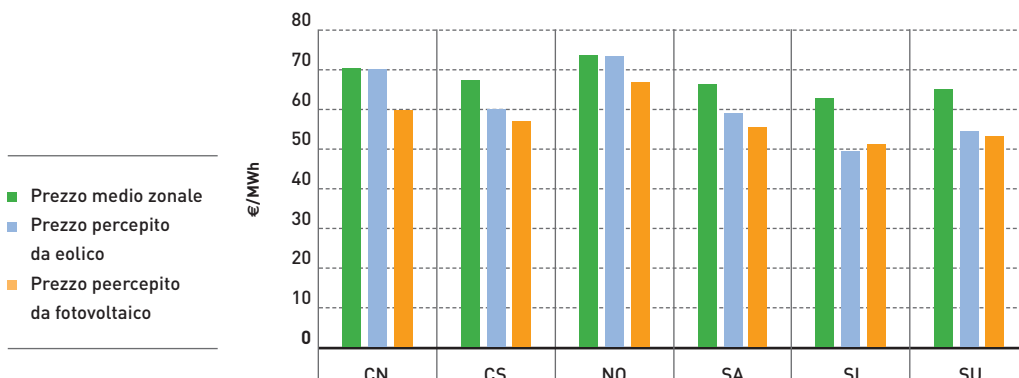
TABELLA 4.6

Range dei prezzi negativi massimi delle offerte a scendere per le fonti rinnovabili. Fonte: Elaborazione RSE

euro/MWh	FV tetti	FV terra	Eolico onshore	Eolico offshore	Bioenergie	Geotermico ³
LCOE 2030	61/84	44/53	57/78	81/106	60/180	86/93
Prezzo percepito 2030	60	60	56	64	68	68
Incentivo minimo necessario	1/24	0	1/22	17/42	0/112	18/25
Costi variabili	0	0	0	0	5/55	0
Prezzo massimo offerta a scendere	-1/-24	0	-1/-22	-17/-42	0/-57	-18/-25

FIGURA 4.4

Prezzi medi zonal a confronto con quelli pesati sulle produzioni eoliche e fotovoltaiche. Fonte: Elaborazione RSE



definitivamente in crisi il “vecchio” paradigma che prevedeva in carico a questi la fornitura di gran parte dei servizi di riserva e bilanciamento. È quindi necessario trovare le condizioni che possano stimolare la partecipazione ai mercati dei servizi da parte delle nuove risorse. Per le FRNP significa trovare regole di funzionamento che superino le barriere economiche descritte.

³ Per il geotermico non sono stati utilizzati i dati del “Catalogo delle tecnologie energetiche”, ma stime degli operatori (fonte Confindustria).

Nel presente studio è stata adottata la soluzione più semplice e maggiormente legata alle dinamiche di mercato: consentire offerte di riserva a scendere anche a prezzi negativi (ossia chiedendo di essere pagati per rinunciare a produrre l'energia venduta in MGP e MI) nella misura necessaria quantomeno a recuperare l'eventuale incentivo perso in seguito alla rinuncia alla produzione. In questo scenario, quindi, si possono determinare i prezzi massimi delle offerte a scendere a partire dagli eventuali costi variabili evitati a cui si sottrae la minima incentivazione necessaria per ciascuna fonte e tecnologia, calcolata come differenza tra il costo medio di produzione (*Levelized Cost Of Electricity* – LCOE) e il prezzo medio zonale percepito, valutato grazie alla simulazione del mercato. In Tabella 4.6 sono riportati i range dei prezzi negativi massimi delle offerte a scendere (in funzione della tecnologia, fonte e zona di mercato), in funzione dei valori di LCOE calcolati sulla base dei dati tecnico-economici delle tecnologie di generazione rinnovabile tratti dalle valutazioni² effettuate dal Gruppo di Lavoro “Dati tecnologici” del “*Tavolo Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'Economia*” coordinato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri.

In Figura 4.4 si riportano i prezzi medi zonali estratti dalla simulazione dello scenario SEN al 2030 a confronto con i prezzi medi pesati che invece vedrebbero le produzioni eoliche e fotovoltaiche.

Una volta definiti il contesto regolatorio di mercato e la metodologia per il *pricing* delle offerte, occorre circoscrivere le potenzialità di partecipazione alla fornitura di riserva a scendere da parte delle FRNP. Ai fini di questo studio, la partecipazione di risorse distribuite ai servizi di flessibilità si traduce nella possibilità da parte di una quota della generazione normalmente considerata “imposta” e non dispiacciabile a variare il profilo della produzione a scendere per fornire servizi di riserva secondaria, terziaria pronta e terziaria di sostituzione. Le fonti di generazione considerate nello studio che potenzialmente potrebbero partecipare alla riserva in MSD sono:

- eolico;
- fotovoltaico;
- solare termodinamico;
- idroelettrico fluente;
- bioenergie;
- geotermico.

² Si veda il rapporto ENEA, CNR, RSE “Decarbonizzazione dell'economia italiana – Il Catalogo delle tecnologie energetiche”, 2017.

Impatto sul sistema elettrico

La quota di produzione oraria disponibile al servizio a scendere è stata individuata a partire dai profili orari di produzione imposti, identificando per ciascuna fonte, attraverso opportuni coefficienti di riduzione, un livello che può essere ragionevolmente soggetto a dispacciabilità, in grado di offrire una certa sicurezza del servizio in caso di attivazione da parte del gestore di rete. Di seguito si riporta la metodologia seguita per individuare la quota di produzione da risorse distribuite in grado di partecipare ai servizi di riserva a scendere. I coefficienti tengono conto di:

- fattibilità (non tutti gli impianti sono in grado di fornire il servizio);
- incertezza (a causa dell'incertezza sulla previsione della produzione, il servizio erogabile può essere minore di quello offerto);
- affidabilità (sconta il fatto che una certa quota delle risorse potrebbe non attuare l'ordine di dispacciamento).

Per il coefficiente di fattibilità è stato individuato un limite ideale sulla taglia degli impianti, anche in forma aggregata, sotto la quale si ritiene la risorsa difficilmente integrabile nel mercato dei servizi di riserva considerati (potrebbe invece partecipare al servizio di riserva primaria di frequenza). Per ciascuna fonte si è quindi determinato un coefficiente riduttivo della produzione oraria come di seguito descritto.

- Eolico: riduzione modesta. Si assume che gli impianti modellizzati al 2030 nello scenario SEN siano di taglia superiore ai 200 kW.
- Fotovoltaico: si considera un coefficiente riduttivo molto elevato per escludere il contributo degli impianti di taglia minore e per tenere conto degli elevati livelli di incentivazione delle produzioni esistenti rispetto ai costi variabili.
- Solare termodinamico: nessuna riduzione è applicata.
- Idroelettrico fluente: si considera un coefficiente riduttivo del 76% per escludere una quota di mini idro inferiore ai 200 kW. La percentuale è calcolata sui dati TERNA relativi all'installato attuale e si assume che il rapporto fra mini idro e totale installato rimanga costante.
- Bioenergie: si considera un coefficiente riduttivo del 30%. La percentuale è determinata stimando che i piccoli impianti rappresentino circa il 20% del totale e tenendo conto dell'elevato livello di incentivazione della produzione.
- Geotermico: nessuna riduzione è applicata.

Il coefficiente di incertezza è invece legato all'errore di previsione di ciascuna fonte. Nell'ottica del TSO che necessita di una fornitura sicura di servizi, si ipotizza di decurtare il valore orario della produzione per una quota pari al massimo errore statistico di previsione, corrispondente ai 3σ . In questo modo si ha la probabilità del 99,7% che il valore individuato sia realmente disponibile per un servizio a scendere.

Per ciascuna fonte si adottano i valori caratteristici della letteratura o derivanti da elaborazioni RSE:

- Eolico: sia per onshore che per offshore si considera un errore medio corrispondente ai 3σ pari al 27% della produzione; di conseguenza il coefficiente riduttivo risulta pari a 0,73.
- Fotovoltaico: si considera un errore medio corrispondente ai 3σ pari al 30% della produzione; di conseguenza il coefficiente riduttivo risulta pari a 0,7.
- Solare termodinamico: si considera un errore medio corrispondente ai 3σ pari al 30% della produzione; di conseguenza il coefficiente riduttivo risulta pari a 0,7.
- Idroelettrico fluente: si considera un errore medio corrispondente ai 3σ pari al 10% della produzione; di conseguenza il coefficiente riduttivo risulta pari a 0,9.

Il coefficiente di affidabilità è legato infine alla fiducia che si ripone nella effettiva attuazione dell'ordine di dispacciamento. Includendo risorse diffuse sul territorio e il ruolo dei soggetti aggregatori, si perde sicuramente in affidabilità del servizio, rispetto alla fornitura dagli impianti tradizionali. Pertanto questo coefficiente è stato cautelativamente impostato a 0,7 (ossia 30% di riduzione).

Il potenziale residuo da FRNP che si ottiene applicando la metodologia descritta allo scenario SEN 2030 arriva a coprire quasi tutta la domanda di riserva scendere, anche applicando tutti i coefficienti riduttivi e non considerando la partecipazione della domanda o di altre generazioni distribuite non rinnovabili. In via prudenziale, tuttavia, si inserisce una ulteriore limitazione che mantiene il contributo delle FRNP entro il 50% della domanda di riserva a scendere per ciascuna ora, ciascuna zona e ciascuna tipologia di riserva.

4.5.3

Flessibilità: nuovi sistemi di accumulo (SdA)

Per essere più efficaci nella riduzione delle *overgeneration* e fornire maggiore disponibilità di riserva, occorre aumentare le risorse flessibili per il dispacciamento, introducendo:

- nuovi impianti idroelettrici di pompaggio⁴ (con rapporto capacità/potenza di 8 ore) che contribuiscono anche alla fornitura di riserva, in particolare terziaria pronta;
- Sistemi di Accumulo (SdA) elettrochimici (con rapporto capacità/potenza di 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 secondaria.

In particolare, al fine di valutare l'efficacia dell'introduzione di tali impianti, sono stati considerati tre casi, nei quali si incrementa progressivamente la potenza installata da 1,5 GW a 3 GW e infine a 5 GW (Tabella 4.7), con uno specifico mix tra pompaggi e SdA elettrochimici. Tutti gli scenari prevedono l'installazione di SdA nelle zone centro-meridionali e insulari.

4.6

INTERVENTI PER LA MITIGAZIONE DELLE CRITICITÀ: RISULTATI

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*, mentre è limitato l'impatto sulla carenza di riserva (-5%);
- inserendo anche la partecipazione delle FRNP alla riserva a scen-

⁴ 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, n. 12000959, marzo 2012.

TABELLA 4.7

Scenari di penetrazione di SdA considerati nelle simulazioni del sistema elettrico.

Casi	Sistemi di Accumulo elettrochimico	Pompaggi nuovi	NOTE
	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 Centro-Sud
SdA_5.0	1,25	3,7	+ Pompaggi: +450 MW Centro-Sud, +1.000 MW Sud, +500 Sicilia

dere la riduzione delle *overgeneration* sale al 48% mentre la carenza di riserva si riduce del 37%.

In Tabella 4.8 si riportano gli effetti cumulati dei due interventi sul sistema elettrico.

Introducendo, oltre al potenziamento della RTN e alla fornitura di riserva a scendere da parte delle FRNP, anche gli impianti di pompaggio e i Sistemi di Accumulo elettrochimici, si ottiene una progressiva riduzione delle *overgeneration* e delle carenze di disponibilità di riserva come mostrato in Tabella 4.9.

La soluzione ritenuta ottimale è quella con tutti gli interventi di mitigazione citati e con 5 GW di pompaggi / SdA elettrochimici, nella quale le *overgeneration* si riducono ad un livello accettabile (1,5 TWh) e non si rilevano carenze significative di disponibilità riserva.

Mediante ulteriori simulazioni del mercato elettrico (ossia questa volta senza vincoli di riserva), si sono valutati gli impatti sui prezzi zonal e sul PUN degli interventi considerati. È evidente il riavvicinamento dei prezzi zonal e per effetto dello sviluppo della RTN, determinato principalmente da un recupero dei prezzi delle zone meridionali (Tabella 4.10). L'impatto complessivo sul prezzo medio (PUN) degli interventi è un aumento per effetto dalla eliminazione in numerose ore delle *overgeneration* (da 2.550 ore a circa 680), con conseguente riduzione delle ore con prezzi zonal nulli.

Oltre al riavvicinamento dei prezzi zonal, un altro effetto degli interventi di mitigazione introdotti nello scenario SEN è la riduzione

Impatto sul sistema elettrico

TABELLA 4.8

Bilancio di energia elettrica nello scenario SEN_RIS con e senza interventi di mitigazione (al 2030).

	Produzione termoelettrica (dispacciabile)	Energia accumulata dai SdA (batterie e pompaggi)	Overgeneration e riduzione FER	Riserva non disponibile	Variazione emissioni CO ₂ (vs SEN_RIS)
Scenario	TWh	TWh	TWh	GWh	MtCO ₂
SEN_RIS	104,2	7,9	10,4	223,0	-
SEN_RIS con interventi	96,5	6,0	5,4	141,0	-2,8

TABELLA 4.9

Bilancio di energia elettrica nello scenario SEN_RIS con e senza interventi di mitigazione (al 2030) e introducendo i sistemi SdA.

	Produzione termoelettrica (dispacciabile)	Energia accumulata dai SdA (batterie e pompaggi)	Overgeneration e riduzione FER	Riserva non disp.	Variazione emissioni CO ₂ (vs SEN_RIS)
Scenario	TWh	TWh	TWh	GWh	MtCO ₂
SEN_RIS	104,2	7,9	10,4	223,0	-
SEN_RIS con interventi	96,5	6,0	5,4	141,0	-2,8
SEN_RIS con interventi + SdA_1.5	94,3	6,2	3,8	6,5	-3,6
SEN_RIS con interventi + SdA_3.0	92,7	6,2	2,8	0,3	-4,2
SEN_RIS con interventi + SdA_5.0	91,5	7,7	1,5	0,3	-4,6

TABELLA 4.10

Prezzi medi dell'energia elettrica (euro/MWh) nel mercato MGP nello scenario SEN preliminare e con tutti gli interventi di mitigazione.

	PUN*	PUN**	Prezzo NO	Prezzo CN	Prezzo CS	Prezzo SU	Prezzo SI	Prezzo SA
SEN preliminare	69,0	68,1	74,3	65,4	58,2	57,3	56,1	57,7
SEN con interventi + SdA_5.0	71,8	70,9	73,6	70,4	67,3	64,9	62,9	66,4

* Media pesata sulla domanda dei PUN orari

** Media aritmetica dei PUN orari

TABELLA 4.11**Numero delle ore di congestione nello scenario SEN.**

	CN → NO	CS → CN	SU → CS	SI → SU
	<i>Numero ore congestione</i>			
SEN preliminare	3.800	4.400	260	330
SEN con interventi + SdA_5.0	2.800	3.500	920	315

TABELLA 4.12**Investimenti richiesti per il potenziamento della RTN nello scenario BASE e nello scenario SEN (valori in miliardi di euro).**

	Scenario BASE (2016-2030)	Scenario SEN (2016-2030)
TERNA: PDS2017	7,8	7,8
Interventi conclusi nel 2016	1,1	1,1
Piano di difesa 2017	0,5-1	0,5-1
Ulteriori rinforzi nello scenario SEN	–	2
TOTALE	9,5 – 10	11,5-12

del numero di ore in cui si verificano congestioni interzonali⁵ (Tabella 4.11). Gli interventi di ulteriore sviluppo della RTN sono stati valutati per le due sezioni più congestionate (CS-CN e CN-NO) che costituiscono un “collo di bottiglia”. Tali incrementi di capacità consentono un maggior flusso di energia da Sud verso Nord e, secondariamente, determinano un certo aumento delle congestioni sulle altre sezioni non potenziate nel percorso Sud -> Nord.

⁵ Si evidenzia che il riavvicinamento dei prezzi zonali nello scenario con interventi è dovuto principalmente alla riduzione del numero di ore con prezzo nullo nelle zone meridionali (più che per la riduzione del numero di congestioni).

4.7

INTERVENTI PER IL SISTEMA ELETTRICO: INVESTIMENTI RICHIESTI

4.7.1

Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

Lo scenario SEN elettrico preso in considerazione nell'analisi si sviluppa nel periodo 2016-2030. Per la valutazione degli investimenti necessari per il potenziamento della RTN sono state prese in considerazione le seguenti voci:

- investimenti previsti dal PDS2017: 7,8 miliardi di euro (dati TERNA);
- interventi conclusi nel 2016: 1,1 miliardi di euro (dati TERNA);
- piano di difesa del sistema elettrico 2017: 0,5-1 miliardi di euro;
- investimenti aggiuntivi rispetto al PDS2017: 2 miliardi (stima RSE).

La stima degli investimenti aggiuntivi è stata effettuata da RSE a partire dai costi indicati nel documento TERNA *"Soluzioni tecniche convenzionali per la connessione alla RTN - rapporto sui costi medi degli impianti di rete"* e applicati ai circa 1.000 MW di potenziamenti stimati. Il risultato dell'analisi è un investimento aggiuntivo di circa 2 miliardi di euro. La sintesi degli investimenti richiesti nello scenario BASE e nello scenario SEN è riportata in Tabella 4.12.

4.7.2

Sistemi di Accumulo elettrochimico sulla rete

Riguardo al costo dei Sistemi di Accumulo elettrochimico nel medio-lungo termine, si è fatto riferimento alle valutazioni del GdL 2 del *"Tavolo Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'Economia"*, prendendo un mix tra le migliori tecnologie al 2020 e al 2030: il costo medio d'investimento risulterebbe così intorno ai 250 euro/kWh per 2,5 GWh di capacità, per un costo complessivo di circa 600 milioni di euro.

Riguardo al costo degli impianti di pompaggio, si sono assunti 1.000 euro/kW per gli impianti per i quali è stato svolto uno studio di fattibilità nel rapporto RSE citato in precedenza, e di 1.900 euro/kW per gli ultimi 1.500 MW aggiunti: si tratta quindi di 3,7 GW di impianti di pompaggio nelle zone CentroSud, Sud, Sicilia e Sardegna, per un costo complessivo di circa 5.100 milioni di euro.

Tali investimenti saranno a carico di operatori del mercato, possibili in presenza di un *Capacity Market* che premi la maggiore flessibilità.

Impatto dello scenario sulle reti di distribuzione

La rete di distribuzione ha il compito di garantire la fornitura agli utenti, passivi e attivi, con livelli prefissati di qualità e continuità del servizio. Gli elementi che maggiormente hanno influenza sulla pianificazione dell'infrastruttura, e quindi sugli investimenti, sono la previsione di crescita del carico e di incremento della generazione distribuita, GD.

Semplificando, l'adeguamento dell'infrastruttura è normalmente pianificato tenendo conto del *picco di carico* che dovrà sostenere lungo la propria vita utile (30 anni), considerando il *fattore di utilizzazione* (rapporto tra potenza massima effettivamente prelevata e potenza nominale) e il *fattore di contemporaneità* (rapporto tra potenza effettivamente assorbita e potenza massima). Questi fattori dipendono dalle tipologie di utenza, e dei carichi, servite dalla rete; per esempio, nel caso delle pompe di calore, il cui utilizzo dipende da una variabile esterna – la temperatura – pressoché comune a tutte le utenze, si determina una probabilità piuttosto elevata di utilizzo contemporaneo. Linee e trasformatori vanno dimensionati affinché, nelle varie condizioni di carico, la tensione di fornitura ai nodi di bassa tensione sia all'interno dell'intervallo ammesso ($\pm 10\%$ della tensione nominale) e le correnti in linee e trasformatori non superino il dato di targa.

Con l'incremento della generazione distribuita (qui intesa come generazione connessa alla rete di distribuzione), anch'essa deve essere tenuta in considerazione nella pianificazione della rete e nel calcolo dei flussi di potenza. Il caso della GD è diverso da quello del carico: l'*allocazione* geografica degli impianti non rientra tra le prerogative del concessionario ma dipende dalle scelte degli clienti e, nel caso di fonti rinnovabili, anche dalla disponibilità locale della fonte primaria. Anche i fattori di *contemporaneità* e *utilizzazione* hanno un comportamento completamente diverso se definiti per la GD. Inoltre, questi fattori non possono essere considerati separatamente per carichi e generatori: i calcoli devono considerare le *correlazioni temporali* tra generazione e carico. Un altro aspetto importante da considerare è la *coerenza* spaziale e temporale tra generazione diffusa e carico: l'impatto sulla rete di un impianto FV a terra, in zona rurale, è diverso da quello di un cogeneratore che alimenta un ospedale situato in area urbana.

La quota di autoconsumo dell'energia prodotta discende sia da caratteristiche tecniche, ossia tipologia di generazione e di carico, che da aspetti regolatori, il principale dei quali è la possibilità di accedere a schemi di "scambio sul posto" dove la rete di distribuzione agisce come batteria virtuale. Come approfondito in seguito, la presenza di questo schema consente agli utenti dotati di un impianto fotovoltaico di non

modificare la propria attività / abitudini: in questa situazione la rete di distribuzione può vedere due picchi, uno a metà giornata in immissione (quando la produzione FV è maggiore del carico) e uno serale in prelievo, anziché un profilo netto più piatto con una compensazione più o meno completa tra generazione locale e consumo. Il potenziamento della rete dipenderà, pertanto, anche dal livello di tensione al quale si prevede che avvenga il bilanciamento tra produzione e carico.

- Autoconsumo a livello di singolo utente BT: esso determina, potenzialmente, un minor impatto su tutti i livelli di rete: rete BT, trasformatori MT/BT, rete MT e trasformatori AT/MT. Richiede monitoraggio ai fini del bilanciamento del sistema complessivo (separare le componenti di carico e di generazione) e per attuare azioni di controllo sulla rete di distribuzione a seguito di fluttuazioni della fonte primaria. In presenza di autoconsumo, l'effetto netto degli impianti FV è quello di ridurre, e persino azzerare, il prelievo visto dalla rete. Se un passaggio di nuvole riduce improvvisamente l'irraggiamento, rimane la sola componente di carico che, a causa dei prelievi, abbassa la tensione ai nodi: per evitare sotto-tensioni in alcune porzioni della rete, potrebbe essere necessario agire in tempo reale sulla tensione di rete. A tendere, questo tipo di controllo, ora attuato nelle cabine primarie, verrà esteso alle cabine secondarie (trasformatore MT/BT con variatore sotto carico) e alle linee MT e BT tramite apparati di elettronica di potenza.
- Autoconsumo a livello cabina secondaria o utente MT ("di distretto"): l'energia immessa dalla GD è sfruttata dai nodi circostanti e determina un minor impatto sulla rete MT e sui trasformatori AT/MT.
- Autoconsumo a livello cabina primaria ("di area"): il carico su alcuni feeder 'passivi' è compensato dall'iniezione di GD su feeder 'attivi'. Determina un minor impatto sui trasformatori AT/MT e minore risalita verso la rete AT, ma richiede procedure di monitoraggio e controllo per garantire livelli adeguati dei parametri di esercizio (tensioni, correnti).

In precedenza sono stati descritti i *driver* che guideranno l'evoluzione della rete di distribuzione nei prossimi anni, che possono essere così riassunti:

- lato domanda: adozione del vettore elettrico anche per usi termici e per i trasporti (privati e pubblici), unitamente a interventi di efficienza energetica su involucri e apparati/impianti. In sintesi,

nello scenario SEN si ha un incremento significativo della quota elettrica nel mix energetico complessivo;

- lato generazione: incremento della generazione distribuita, anche da fonti rinnovabili e in particolare da conversione fotovoltaica.

Nel seguito del capitolo sono riassunti i principali effetti attesi sulla pianificazione e l'esercizio della rete di distribuzione in relazione allo scenario BASE e allo scenario SEN; a partire da queste considerazioni è condotta una stima degli investimenti necessari a garantire livelli adeguati di qualità della fornitura e, sulla base di costi unitari stimati, viene elaborata la relativa proiezione della spesa complessiva nei due scenari.

5.1

LE POSSIBILI CRITICITÀ DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE AL 2030

Come accennato, gli adeguamenti della rete di distribuzione derivano dalla necessità di affrontare gli impatti attesi dalla crescita del carico e della generazione distribuita. Si evidenzia come parte degli investimenti si renda necessaria anche nello scenario BASE, che prevede una crescita comunque sostenuta di entrambi i suddetti elementi.

In generale, per garantire i livelli attesi di qualità della fornitura, l'adeguamento alla crescita attesa del carico comporta la costruzione di:

- nuove cabine secondarie e, talvolta, cabine primarie;
- nuove linee, anche per consentire modifiche di topologia (per manutenzioni o guasti);
- aumento della sezione dei conduttori e di taglia dei trasformatori.

Occorre sottolineare che, soprattutto in ambito urbano, vi è una certa complessità nell'adeguare i componenti di rete: si pensi, per esempio, alla sostituzione dei trasformatori nelle cabine secondarie poste all'interno di edifici, o alla sostituzione di cavi interrati in strade con elevato traffico. In aree rurali occorre, invece, tenere presente i vincoli di natura paesaggistica e gli eventi meteorologici che possono accadere nell'area interessata (per esempio la formazione di manicotti di ghiaccio sui conduttori). La pianificazione della rete deve quindi coniugare gli aspetti tecnici con l'incertezza associata al tasso di crescita effettiva del carico su un orizzonte temporale esteso.

L'adeguamento dell'infrastruttura per consentire un aumento della generazione distribuita presenta le medesime sfide sopra richiamate, comportando diverse criticità potenziali:

- violazioni di tensione: l'iniezione di potenza attiva innalza la tensione al nodo di connessione e ai nodi limitrofi, con potenziale superamento dei vincoli di esercizio calcolati per la rete passiva;
- violazioni di corrente: superamento del limite di esercizio dei conduttori e dei trasformatori;
- "isola indesiderata": in caso di guasto della rete pubblica, il generatore continua ad alimentare i carichi circostanti con potenziale rischio per persone e apparati;
- interferenza con i sistemi delle protezioni (che individuano automaticamente i guasti e selezionano le porzioni di rete interessate, riconfigurando la topologia di rete e minimizzando durata ed estensione delle disalimentazioni).

A livello del sistema elettrico complessivo, la presenza di generazione connessa alla rete di media e bassa tensione può determinare tre effetti negativi per la stabilità del sistema elettrico. Per prima cosa essa può limitare la *osservabilità* da parte del gestore della rete di trasmissione, che non è in grado di separare le componenti di carico e generazione, aumentando l'incertezza nel quantificare le riserve di frequenza necessarie a mantenere il sistema in sicurezza. Inoltre, la GD tende a rimpiazzare generatori convenzionali connessi in alta tensione: perciò, se la GD non contribuisce a mitigare eventi di variazioni della frequenza di rete, lo sforzo del parco di generazione convenzionale rimanente risulta maggiore. Non solo, ma dato che i generatori convenzionali devono mantenere margini di riserva maggiori, funzionano in punti di lavoro meno efficienti. Infine, la generazione da Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP) contribuisce alla *variabilità* del profilo del carico residuo, richiedendo di incrementare la riserva per il bilanciamento.

I suddetti elementi sono stati affrontati negli ultimi anni tramite adeguamento del codice di rete e delle regole di connessione della GD (CEI 0-16 e CEI 0-21 per MT e BT rispettivamente).

Nell'ambito della progressiva e necessaria integrazione della GD nel sistema elettrico va menzionata, in particolare, la possibilità che avranno le risorse distribuite, compresi carichi e sistemi di accumulo, di partecipare alla fornitura dei *servizi ancillari*. Tale possibilità è

TABELLA 5.1

Principali interventi di potenziamento delle reti di distribuzione.

Intervento	Benefici
Sostituzione dei conduttori delle linee BT e MT	Riduzione delle cadute di tensione, miglioramento della qualità della fornitura
Aggiunta di linee MT	Consentire contro-alimentazioni
Sostituzione/aggiunta trasformatori AT/MT	Rimozione dei colli di bottiglia da/verso la rete di trasmissione
Aggiunta di cabine secondarie	Adeguamento al carico / GD Riduzione dell'estensione della rete MT e BT
Installazione di apparati di elettronica di potenza (STATCOM e AVR)	Modifica della tensione lungo le linee MT e BT
Innovazione dei sistemi di monitoraggio e controllo della rete	Miglioramento della qualità della fornitura Incremento della <i>hosting capacity</i> Riduzione delle perdite di rete
Incremento dello scambio informativo con il gestore della rete di trasmissione	Miglioramento <i>osservabilità</i> del sistema

stata introdotta dalla delibera 300/2017/R/EEL citata in precedenza e riguarda, per il momento, l'erogazione dei servizi di riserva terziaria e bilanciamento. In attesa che anche il distributore possa coinvolgere le risorse distribuite nell'esercizio di rete, la partecipazione delle risorse diffuse a servizi di sistema comporta l'incremento dell'attività di monitoraggio sulla rete di distribuzione: a seguito dei segnali di dispacciamento generati dal gestore della RTN si avranno infatti modulazioni dei profili di prelievo, o immissione, che andranno ad alterare gli andamenti utilizzati nella fase di programmazione dell'esercizio della rete (da un giorno ad alcune ore prima), basati su dati storici e previsioni meteorologiche.

L'aggiornamento del sistema elettrico per integrare quote significative di GD basata su FRNP comporterà, pertanto, investimenti in una serie di misure, sia *hardware* (potenziamento delle reti) che *software* (sistemi di monitoraggio e controllo), per garantire adeguati livelli di qualità e continuità della fornitura. Si richiamano di seguito i principali interventi di potenziamento delle reti di distribuzione, che hanno l'obiettivo di consentire un incremento del carico e della GD, mantenendo e migliorando gli indici di qualità della fornitura.

POTENZIAMENTO E ADEGUAMENTO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

A differenza di quanto mostrato nelle precedenti sezioni, le valutazioni relative all'evoluzione della rete di distribuzione non sono state effettuate tramite un modello del sistema, ma con il supporto di strumenti "offline".

Il potenziamento in termini *hardware* e *software* è richiesto, sostanzialmente, per adeguamento al carico (inclusa l'elettificazione degli usi finali) e per la connessione della generazione distribuita. Per quanto riguarda quest'ultima, si possono considerare due scenari estremi:

1. vi è coincidenza spaziale e temporale tra GD e carico: in questo scenario sono necessari interventi più limitati di potenziamento della rete di distribuzione poiché l'iniezione da parte della GD viene totalmente assorbita dai carichi locali e si ha, potenzialmente, anche una diminuzione del picco di carico visto dalla rete. Sono comunque indispensabili azioni di monitoraggio della generazione distribuita ai fini del bilanciamento del sistema complessivo (e, in prospettiva, per la partecipazione delle risorse distribuite ai servizi ancillari);
2. GD e carico sono completamente disaccoppiati (luogo e tempo): in questo caso, oltre agli interventi di potenziamento della rete di distribuzione per adeguamento al carico, occorre considerare nella pianificazione anche l'eventuale picco di iniezione di potenza da GD. Permangono le necessità di monitoraggio, mentre sono richieste azioni di controllo più incisive per poter garantire tensioni e correnti entro gli intervalli ammessi. Non vengono qui considerati i costi addizionali riferibili alla maggiore quantità di generazione convenzionale in AT che si renderebbe necessaria.

L'introduzione di soluzioni *software*, come funzionalità avanzate di monitoraggio e regolazione, hanno il vantaggio di migliorare non solo le prestazioni della rete di distribuzione, ma quelle dell'intero sistema elettrico. Per quanto riguarda le reti di distribuzione, esse consentono una regolazione più precisa delle tensioni ai nodi e delle correnti nei conduttori, riducendo il numero di violazioni dei vincoli di esercizio e aumentando nello stesso tempo la quantità di generazione e di carico installabili senza investire sulla componente "rame" della rete. Queste soluzioni si integrano con i sistemi di protezione adibiti alla localizzazione e isolamento dei guasti, grazie allo scambio informativo sottostante (topologia di rete, eccetera).

Le funzioni di monitoraggio (*osservabilità*) della rete MT permettono a diversi soggetti del sistema elettrico (TERNA e GSE in Italia) di conoscere le previsioni e il reale stato della produzione. La regolazione di tensione permette un aumento generalizzato della *Hosting Capacity* (HC) delle reti di distribuzione, ossia della quantità di GD che è possibile connettere rispettando i vincoli di esercizio. Questo incremento è tuttavia difficile da stimare a causa della dipendenza dalle caratteristiche specifiche della singola rete e delle altre variabili presenti (localizzazione del nodo di connessione, profilo del carico e così via). In base alle analisi condotte in questi anni è comunque possibile condurre delle valutazioni di massima circa la potenza aggiuntiva che, potenzialmente, la rete è in grado di connettere.

In estrema sintesi, si può vedere come nelle reti in cui la diffusione di GD è limitata da vincoli di tensione (ad esempio, reti rurali), il controllo centralizzato a livello di cabina primaria può portare a un aumento della HC della rete sottesa fino a valori del 40-50%¹. L'utilizzo di soli controlli locali dei generatori, basati su curve di *droop* in modulazione di potenza reattiva Q^2 (previsti dalla norma di connessione CEI 0-16) è in genere meno performante e l'incremento teorico si ferma al 20%. L'adozione contemporanea di entrambe le soluzioni non porta solitamente a miglioramenti sensibilmente superiori rispetto alla soluzione centralizzata; la soluzione ottima dipende comunque dalla configurazione di rete e dal tipo di generazione installata, nonché da altri parametri di valutazione quali il costo (installazione, esercizio) della rete di comunicazione necessaria per la regolazione.

Nel caso di reti limitate da vincoli di corrente (ad esempio, reti urbane), l'unica soluzione di controllo praticabile dal gestore della rete di distribuzione (DSO) è il *curtailment* (taglio della generazione), a meno che non si utilizzino sistemi di accumulo, lato cliente o lato rete (quest'ultima possibilità, allo stato attuale, non rientra tra gli investimenti tradizionali riconosciuti in tariffa). Per la generazione fotovol-

¹ M. Rossi, G. Viganò, D. Moneta, D. Clerici, "Stochastic evaluation of distribution network hosting capacity: Evaluation of the benefits introduced by smart grid technology", 2017 AEIT International Annual Conference, Cagliari, 2017, pp. 1-6.

² La potenza reattiva iniettata/assorbita in rete da parte della generazione è funzione della tensione misurata ai morsetti di macchina, o al punto di consegna della rete pubblica; vi è una "banda morta" ossia un intervallo di valori di tensione per cui lo scambio è nullo. Questa azione permette di contrastare, sulle reti MT, l'innalzamento di tensione legato all'immissione di potenza attiva. La circolazione di correnti reattive aumenta, tuttavia, le perdite di rete.

APPROFONDIMENTO

**Tecniche di controllo di una rete MT
in presenza di Generazione Distribuita**

La rete di distribuzione viene esercita rispettando i requisiti tecnici dei componenti (correnti in trasformatori e linee) e i vincoli di fornitura (tensione ai nodi, sostanzialmente). Semplificando, nella rete “passiva”, dove alla rete sono allacciati solo carichi, è sufficiente regolare opportunamente la tensione alla sbarra MT di cabina MT affinché siano rispettati i vincoli nei nodi della rete MT, e della rete BT sottesa. La presenza di generatori lungo linea innalza la tensione ai nodi e può determinare sovratensioni superiori al limite ammesso. Oltre a violare i vincoli di fornitura ai carichi, le sovratensioni possono causare il distacco automatico delle protezioni a bordo dei generatori. Quantità significative di GD possono comportare, inoltre, il superamento dei vincoli di corrente. Per questi motivi si rende necessario, al fine di consentire la presenza di quantità significative di GD, esercire la rete con sistemi di controllo più avanzati.

Il controllo locale è basato su modifiche di potenza reattiva Q e di potenza attiva P scambiate dall'impianto con la rete, calcolate a partire da grandezze al punto di consegna, tipicamente la tensione V ; il controllo centralizzato è invece basato su algoritmi di ottimizzazione (*Optimal Power Flow*, OPF) che considerano la rete nel suo complesso e calcolano i *set point* di Q o P , che vanno attuati dai singoli generatori (in prospettiva anche sistemi di accumulo e carichi). Questa seconda soluzione richiede necessariamente la presenza di una infrastruttura di comunicazione tra il gestore della rete di distribuzione e i gestori degli impianti distribuiti.

Tipicamente, per una data rete il confronto tra le diverse tecniche di controllo, locale e centralizzato, è espresso in termini di incremento della *Hosting Capacity* rispetto al caso di esercizio tradizionale. Poiché taglia e posizione dei generatori non vengono determinate dal distributore, con un approccio tipo Monte Carlo è possibile valutare un numero elevato di scenari e fornire una valutazione maggiormente esaustiva.

In estrema sintesi⁹, si può affermare che reti rurali presentano usualmente una HC limitata in tensione, ossia l'iniezione di potenza attiva dei generatori causa un incremento del potenziale al nodo di connessione che, soprattutto per aree con carichi piuttosto limitati, costituisce un limite al numero e alla potenza complessiva di GD che è possibile connettere alla rete senza violare i vincoli di esercizio della stessa. Viceversa, le reti urbane presentano conduttori di sezione maggiore e hanno una HC tipicamente limitata dai vincoli di corrente.

taica, in particolare, il taglio dell'1% dell'energia su base annua può portare ad aumenti significativi della potenza installabile complessivamente; questa modalità, prevista anche dalla regole di connessione, non è tuttavia ancora stata attivata dall'attuale quadro regolatorio. Si rimanda al relativo box per approfondimenti sull'incremento di *Hosting Capacity* che è possibile ottenere con le diverse strategie di controllo.

Dalle considerazioni precedenti, risulta chiaro come il controllo sia una opzione utile per mitigare gli effetti dell'incremento della generazione distribuita, ma non può essere l'unica soluzione per consentire una penetrazione estesa di GD da fonti rinnovabili. In particolare, bisogna tener conto che l'installazione dei generatori può essere disomogenea sulle diverse reti e nelle diverse porzioni di una stessa rete. È evidente che, per livelli elevati di installazione di GD, le reti saranno soggette a congestioni non tutte risolvibili con le soluzioni avanzate di controllo sopra richiamate. Perciò, come ipotesi conservativa, si è considerato che l'adozione delle soluzioni di controllo avanzate sia in grado di eliminare i limiti di installazione dovuti ai vincoli di tensione (violazioni di tensione non concorrono quindi a limitare la *Hosting Capacity*) e che i trasformatori diventino l'unico limite per l'installazione di nuova generazione.

Per incentivare l'adozione di sistemi di controllo innovativi il "Testo Integrato della Qualità" (TIQE⁴) per il periodo di regolazione 2016 ÷ 2020 prevede incentivi *output-based* per i gestori delle reti di distribuzione che realizzano "funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile", individuate tra le soluzioni che nei progetti pilota degli anni scorsi hanno mostrato rapporti benefici-costi più favorevoli. Per approfondimenti, si rimanda al relativo box.

L'altra ipotesi rilevante, già ampiamente citata, riguarda l'autoconsumo degli impianti FV: l'incertezza principale è connessa con il mantenimento lungo l'orizzonte esaminato del meccanismo di "scambio sul posto", dove la rete lavora come "batteria virtuale" (compensazione tra energia immessa e prelevata). La seguente figura riporta la percentuale

3 M. Rossi, G. Viganò, D. Moneta, D. Clerici, "Stochastic evaluation of distribution network hosting capacity: Evaluation of the benefits introduced by smart grid technology", Conferenza internazionale AEIT 2017.

4 ARERA, "Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023", Delibera 22 dicembre 2015 646/2015/R/eel, <https://www.arera.it/it/docs/15/646-15.htm>

APPROFONDIMENTO

Incentivi per la realizzazione di funzionalità innovative

Il TIQE prevede funzionalità di osservabilità della rete MT, che si articolano nei seguenti livelli di complessità:

- OSS-1: invio al gestore del sistema di trasmissione, con frequenza di aggiornamento pari a 20 secondi, di dati e misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile in modalità continua e istantanea;
- OSS-2: invio al gestore del sistema di trasmissione, da parte dell'impresa distributrice, di stime accurate delle immissioni di generazione, per fonte, e dei prelievi di energia elettrica sulla rete di distribuzione, in modalità continua e istantanea.

Le funzionalità di regolazione di tensione MT si articolano, invece, nei seguenti livelli:

- REGV-1: regolazione avanzata del variatore sotto-carico del trasformatore (OLTC) della sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT;
- REGV-2: regolazione avanzata del variatore sotto-carico del trasformatore della sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT integrata con attivazione del controllo locale di regolazione di tensione dell'utente.

Si può notare come, allo stato attuale, non siano incentivate funzioni di controllo che richiedano interazione diretta con i clienti attivi.

di autoconsumo FV nel 2015, su base regionale, per i diversi settori: si noti come, per il settore domestico, il livello più elevato è pari al 34% (Lazio) mentre nel settore terziario e industriale le percentuali sono superiori (fino al 55%). In generale, dagli ultimi rapporti statistici GSE si può osservare che al crescere della potenza in prelievo aumenta la percentuale di autoconsumo: con l'eccezione del settore domestico, la produzione annua da impianto FV è solitamente inferiore ai consumi totali dell'utenza.

Nello scenario SEN si è considerato che lo schema dello scambio sul posto possa essere superato negli ultimi anni dell'orizzonte (in linea con alcune proposte avanzate dalle associazioni delle autorità di regolazione europee ACER e CEER): l'installazione di sistemi di accu-

mulo e di sistemi di *demand side management* permetterebbero una riduzione dell'iniezione in rete dell'energia in eccesso dagli impianti fotovoltaici, riducendo proporzionalmente le congestioni. Il livello di autoconsumo ipotizzato per le nuove installazioni è stato assunto pari al 50%, paragonabile al valore massimo osservato negli ultimi anni.

Occorre osservare come la smartizzazione della rete di distribuzione non si renda necessaria solo per incrementare la penetrazione di generazione distribuita: la disponibilità di funzioni avanzate di monitoraggio e controllo può consentire di ridurre gli investimenti di rete anche in riferimento alla crescita del carico. La possibilità di attuare schemi di *Demand Response*, ossia riduzione mirata dei prelievi a fronte di un segnale di attivazione, permette di limitare i potenziamenti di rete richiesti da picchi di carico che si presentano solo per poche ore all'anno. La partecipazione della domanda alla fornitura di servizi ancillari verso il gestore della RTN è stata avviata nell'ambito della citata delibera 300/17: il quadro regolatorio al momento non prevede, invece, che il gestore della rete di distribuzione possa chiedere servizi di flessibilità alle risorse, siano essi carichi o generatori, connessi alla propria rete.

In sintesi, la crescita della GD da FER e l'elettificazione degli usi finali richiedono sviluppi della infrastruttura che, almeno in parte, possono essere limitati coinvolgendo nell'esercizio i clienti dell'infrastruttura stessa, passando quindi da una semplice connessione a una vera integrazione nel sistema.

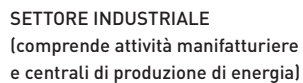
5.3

INVESTIMENTI SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE

La presente sezione illustra le ipotesi adottate al fine di pervenire alla stima degli interventi sulle reti di distribuzione connessi al raggiungimento degli obiettivi definiti nello scenario SEN, e la loro valorizzazione economica; per alcune componenti, per le quali vi è una incertezza maggiore, viene fornito un intervallo di possibili valori.

L'elaborazione delle stime è avvenuta negli scenari BASE e SEN, corrispondenti a diversi livelli di penetrazione di GD. Si evidenzia come parte degli interventi nello scenario SEN sono comunque necessari nello scenario BASE, che prevede un incremento sia del carico elettrico che della generazione fotovoltaica rispetto ai valori del 2015. Per prima cosa sono stati valutati gli investimenti attuali. In secondo luogo sono stati valutati i nuovi investimenti sulla rete di distribuzione, che possono essere sia di natura *hardware* sia *software* e sono riassumibili in:

Fonte: GSE, rapporto statistico FV 2015



Impatto dello scenario sulle reti di distribuzione

- costruzione di nuove cabine primarie e potenziamento di cabine esistenti;
- realizzazione e rifacimento di linee in media tensione;
- realizzazione e potenziamento di linee di bassa tensione;
- ampliamento e miglioramento del sistema di telecontrollo, con progressiva integrazione delle risorse distribuite, e potenziamento dell'interfaccia con il sistema di gestione della rete di trasmissione. In questa voce rientrano anche gli interventi sui *sistemi di protezione* (selezione e isolamento del tronco guasto), destinati a migliorare la qualità della fornitura poiché riducono la durata delle disalimentazioni e il numero degli utenti coinvolti.

Dopodiché è stata valutata la crescita del carico e della generazione distribuita nello scenario BASE e nello scenario SEN, i cui elementi principali si riassumono nelle seguenti tabelle. Infine, i costi storici e per i nuovi interventi sono stati correlati con le variazioni di carico e generazione per quantificare gli investimenti necessari.

5.3.1

Stima dei livelli attuali di investimento

La stima dei livelli attuali di investimento è stata condotta sulla base di documenti e bilanci pubblici dei DSO. Questa stima costituisce il punto di partenza per determinare gli investimenti necessari negli scenari BASE e SEN, perché a partire dagli investimenti a bilancio e dalle effettive opere realizzate è possibile stimare la loro correlazione. Poiché non sono disponibili informazioni di dettaglio per tutti i distributori, si è provveduto a estrapolare i dati a disposizione, considerando come base il numero di clienti serviti da ciascun operatore. La Tabella 5.4 dettaglia le voci con riferimento all'anno 2015 (punto di partenza per le valutazioni sugli scenari): in quell'anno non vi erano più incentivi espliciti per il FV, pertanto le installazioni osservate possono essere considerate indicative dello sviluppo tendenziale nel breve periodo. La diminuzione attesa di CAPEX per questa tecnologia potrebbe consentire uno sviluppo più significativo di impianti fotovoltaici in *market parity* (a terra / su edifici / aree dismesse) come si è iniziato a osservare a inizio 2017 (si noti come lo scenario BASE abbia comunque una crescita attesa di FV che è superiore a quella stimata con semplice estrapolazione degli ultimi anni). Occorre tuttavia osservare che nei primi anni dell'orizzonte si potrà sfruttare, soprattutto in alcune aree del paese, la capacità di connessione residua derivante

TABELLA 5.2**Riepilogo della domanda elettrica.**

<i>TWh</i>	2015	2030 BASE	2030 SEN
Fabbisogno alla rete	316,9	334,7	325
Domanda finale di energia	287,5	309,1	300,7
Industria	112,7	114,8	111,2
Residenziale	66,2	74,4	69,7
<i>raffrescamento</i>	2,8	6,5	6,9
<i>riscaldamento e ACS</i>	–	9,3	11,5
<i>uso cucina</i>	–	3,9	3,1
Terziario e agricoltura	97,8	105,4	98,9
<i>raffrescamento</i>	–	22,9	20,7
<i>riscaldamento e ACS</i>	–	9,4	14,3
<i>uso cucina</i>	–	1,1	1,3
Trasporti	10,9	14,6	21,0
<i>su strada</i>	0,07	1,8	7,9
<i>su rotaia</i>	5,1	6,3	6,1
<i>altro</i>	5,7	6,5	7,0
Raffinazione e altri usi	9,6	4,4	4,4
<i>Perdite di trasmissione e distribuzione</i>	19,7	21,2	19,9

TABELLA 5.3**Riepilogo della potenza installata da FER e ipotesi di allocazione per lo scenario SEN.**

<i>MW</i>	2015	2030 BASE	2030 SEN	
Wind onshore	9.160	11.230	17.050	AT, MT
Wind offshore	0	300	850	AT
FV	18.900	25.190	50.049	50% in BT
CSP	0	230	850	AT
Bioenergie	4.050	3.470	3.250	MT
Idroelettrico con serbatoio	13.560	12.840	13.010	AT
Idroelettrico acqua fluente	5.330	5.196	5.790	MT
Geotermico	821	915	940	AT

dalla fase intensiva di potenziamento delle reti avvenuta negli anni appena trascorsi; in ogni caso, anche nello scenario BASE sono necessari interventi di adeguamento dell'infrastruttura.

Per gli interventi sul telecontrollo, sia nello scenario BASE che nello scenario SEN risulta difficile stimare la variazione dei costi per la parte di telecomunicazione: probabilmente vi sarà una ulteriore contrazione dei costi unitari, accompagnata da una crescita delle installazioni.

Occorre inoltre sottolineare alcune iniziative, già avviate dai distributori, che hanno impatto sostanzialmente neutro su entrambi gli scenari: il *rollout* dei contatori elettronici di seconda generazione (iniziato nel 2017) e gli investimenti destinati all'incremento della *resilienza*.

Ipotizzando di mantenere la medesima intensità di investimenti della serie storica, il cumulado nazionale sull'orizzonte dei 15 anni porta a un totale di circa 20.925 milioni di euro (a moneta corrente). A questa cifra va aggiunta la quota destinata alle manutenzioni, attorno ai 390 milioni di euro/anno.

5.3.2

Valori unitari degli investimenti

Al fine di stimare il delta di costo degli interventi SEN e BASE rispetto allo storico, si è pervenuti a una valorizzazione degli apparati / sistemi *aggiuntivi*. Per quanto riguarda i costi unitari, si sono considerati i seguenti valori (desunti da gare d'appalto pubbliche e rendicontazioni di progetti pilota secondo delibera 39/10⁵):

- nuova cabina primaria: $2,5 \div 3$ milioni di euro ciascuna; potenziamento (cambio trasformatore, aggiunta stallo): $0,5 \div 1$ milioni di euro. La necessità di ridurre l'occupazione di suolo, soprattutto in ambito urbano, potrebbe richiedere un maggior ricorso alle soluzioni "blindate" che hanno costi più elevati;
- linea MT: 30-120 keuro/km, in funzione della tecnologia (conduttore nudo in posa aerea, cavo interrato in zona a elevata urbanizzazione). Si è considerato un costo unitario medio più elevato dell'attuale, in accordo alla tendenza degli ultimi anni che vede una percentuale maggiore in cavo (interrato o aereo) per aumen-

5 ARERA, "Disposizioni in merito ai progetti pilota smart grid ammessi a trattamento incentivante" Delibera 183/2015/R/eel, <https://www.arera.it/it/operatori/smartgrid.htm>

TABELLA 5.4

Stima degli investimenti complessivi al 2015 dei concessionari di reti di distribuzione.

<i>Milioni di euro</i>	2015 (stima)
Cabine Primarie	115
Cabine Secondarie	270
Linee (Media + Bassa Tensione)	600
Misura	160
Telecontrollo	35
Altro (allacciamento utenti, eccetera)	215
TOTALE	1.395

tare la resistenza dell'infrastruttura agli eventi meteorologici;

- cabina secondaria: 40 keuro ciascuna (si ipotizza che, a tendere, siano telecomandate tramite canale di comunicazione *always on*).

5.3.3

Telecontrollo, allaccio clienti e misura, manutenzione

Per il telecontrollo, si stima un incremento nello scenario SEN rispetto alla serie storica di circa 45 milioni di euro/anno (+75 milioni di euro sull'intero orizzonte rispetto al BASE), anche per estensione degli apparati verso il livello BT.

In questa stima non è facilmente incorporabile l'effetto della riduzione dei costi degli apparati ICT. Come riferimento, si può richiamare la remunerazione prevista dal TIQE per la funzionalità REGV-1 di controllo tensione: 250 euro/MVA di trasformazione AT/MT; con ~120mila MVA di potenza di trasformazione AT/MT su tutto il territorio nazionale si ottengono 30 milioni di euro di adeguamenti.

Lo scenario BASE e, ancor di più, lo scenario SEN richiedono un aumento, seppur contenuto, dei costi per connessioni clienti e di investimenti per la misura (colonnine e clienti passivi/attivi) rispetto alla serie storica.

Sia nello scenario BASE che in quello SEN, non si è considerato esplicitamente il potenziale aumento delle spese di manutenzione (correntemente stimate in circa 390 milioni di euro/anno), derivante dall'incremento di estensione della rete. Non si considera, infine, un incremento delle altre voci di investimento, per le quali non si dispone di informazioni di dettaglio.

5.3.4

Evoluzione della domanda elettrica

Per quantificare il numero degli interventi è necessario analizzare gli scenari di crescita della domanda: gli scenari SEN e BASE presentano un valore paragonabile a fine orizzonte, con incremento significativo del vettore elettrico negli usi termici. Per quanto riguarda la domanda, gli scenari considerano una parziale elettrificazione degli usi finali accompagnata da iniziative di efficienza energetica; la combinazione dei due aspetti porta a un tasso di crescita netto non troppo dissimile da quanto osservato negli ultimi anni. Ai fini dell'impatto sulla rete di distribuzione occorre considerare il picco netto, e includere l'incremento del trasporto elettrico su strada (800mila veicoli totalmente elettrici, pari a 1,1 TWh di domanda, 4 milioni di veicoli ibridi plug-in per un consumo pari a 4,7 TWh, e infine 10mila bus/filobus per un consumo di 0,13 TWh). Questi incrementi possono essere considerati marginali rispetto al carico totale; non si esclude che localmente, nelle aree urbane, essi possano determinare degli interventi di ristrutturazione della rete, che sono però difficilmente quantificabili. A titolo di riferimento, si consideri che un deposito per la ricarica notturna di 200 bus elettrici richiede una potenza di circa 10 MW.

Come citato in precedenza, la possibilità per i gestori della rete di distribuzione di attuare schemi di *Demand Response*, anche per tramite di soggetti aggregatori, potrebbe limitare la necessità di rafforzamento di linee e trasformatori. Numerose esperienze hanno mostrato⁶ l'efficacia di questo tipo di soluzioni, che richiedono tuttavia la modifica del quadro regolatorio vigente ora in Italia.

5.3.5

Evoluzione della generazione distribuita

Per quanto riguarda il lato generazione, sono state innanzi tutto assunte delle ipotesi di allocazione sui vari livelli di tensione della generazione aggiuntiva.

Si è ipotizzato che gli impianti basati sulla tecnologia del solare a concentrazione (CSP), data la taglia tipica di decine di MW, siano

⁶ Come esempio di coinvolgimento di ricarica di veicoli elettrici, si rimanda al progetto promosso dall'autorità britannica My Electric Avenue: <http://myelectricavenue.info/>. Per il coinvolgimento dei sistemi di climatizzazione, si può citare lo schema LIPA a Long Island: <http://lipaedge.com/>.

connessi alla rete di Alta Tensione (vedi Tabella 5.3 a pagina 130). Nello scenario SEN non si attendono, pertanto, costi aggiuntivi significativi rispetto allo scenario BASE.

Analogamente, date le caratteristiche di ventosità del territorio italiano (valori significativi in zone quasi sempre lontane dai centri urbani), per l'eolico si suppone che il raddoppio della capacità installata avvenga tramite impianti allacciati prevalentemente alla rete di trasmissione e, in misura minore, alla rete di distribuzione come utenze attive pure. Negli ultimi anni si è avuta una crescita delle installazioni di medio e mini-eolico, si suppone che la connessione in utenze *prosumer* BT sia presente ma residuale. Pertanto, nello scenario SEN si attendono impatti sostanzialmente limitati sulla rete MT e assimilati a quelli considerati per il fotovoltaico, con differenziale di costi contenuto rispetto allo scenario BASE.

Si prevede invece che la fonte solare fotovoltaica avrà i maggiori impatti sulla rete di distribuzione, a causa delle minori dimensioni dei singoli impianti, del totale di potenza installata (di gran lunga superiore alle altre fonti e al carico) e della curva di produzione, il cui picco solitamente non corrisponde al picco di carico.

In base alla dimensione degli impianti, essi saranno collegati a diversi livelli di tensione (AT-MT-BT), con diversi impatti nella gestione del sistema elettrico; si sono pertanto stimati gli investimenti ai singoli livelli di tensione.

Nello scenario SEN, la capacità installata di impianti FV in MT e AT sarà pari a circa 27,6 GW (ossia +15,3 GW rispetto al cumulato all'anno 2015 e +13,7 GW rispetto allo scenario BASE). Tali impianti sono considerati sia come utenza attiva pura (impianti in AT e parte di quelli in MT), sia in autoconsumo (pari al 50%, dato più ottimistico rispetto alla quota media attuale). Per quanto visto ai precedenti paragrafi, per connettere tale FV aggiuntivo si ipotizza che i vincoli di tensione siano risolti tramite la regolazione avanzata e pertanto vadano considerate come vincolanti unicamente le taglie dei trasformatori in cabina primaria. Per installare la nuova potenza si è stimata una differenza pari a circa 170 Cabine Primarie aggiuntive SEN vs BASE (ossia 340 milioni di euro in totale su tutto l'orizzonte).

Come impatto sulle Cabine Secondarie (CS), oltre a un adeguamento più esteso delle CS esistenti (trasformatore, telecontrollo) si considera un incremento nel numero di nuove cabine, con rapporto 1:100 rispetto al numero di nuove CP (il rapporto medio è normalmente 1:250 ma si stanno considerando in prevalenza utenze MT attive). Per la voce CS, l'impatto del FV non BT si può pertanto stimare

in circa +46 milioni di euro/anno rispetto allo scenario BASE (1.100 nuove CS/anno a 40mila euro ciascuna) e +110 milioni di euro/anno per linee afferenti alle cabine primarie e secondarie.

Per i 24,3 GW totale a fine orizzonte di FV in BT (+17,6 GW rispetto a 2015 e +10,6 GW rispetto a scenario BASE), si osserva come l'installato sia pari a circa +700 MW/anno rispetto allo scenario BASE. Si ipotizza uno scenario "ottimistico" in cui il nuovo fotovoltaico in BT sia quasi tutto come utenze *prosumer* e vi sia buona coerenza spaziale-temporale tra FV e carichi (autoconsumo 50%, come discusso in precedenza). L'elettrificazione degli usi finali, per climatizzazione soprattutto, potrebbe consentire di incrementare la quota di energia autoconsumata ma non si può escludere che il profilo netto di assorbimento visto dalla rete non mantenga un picco serale particolarmente accentuato. In permanenza dello schema di scambio sul posto (SSP) non si considerano sistemi di accumulo lato utenza, se non in modo residuale.

La penetrazione di FV in BT richiede di rinforzare la rete (cabine secondarie, linee) e ampliare il telecontrollo rispetto allo scenario BASE. Si perviene alla stima di +24 milioni di euro/anno per le CS e +55 milioni di euro/anno per linee; tale stima potrebbe aumentare in modo molto consistente qualora la percentuale effettiva di autoconsumo fosse minore, con un profilo "netto" visto da rete con picchi elevati in entrambe le direzioni.

Gli interventi legati alla resilienza e al roll out dei contatori di nuova generazione, stimabili in circa 5 miliardi complessivi, sono inseriti nella categoria Altro e tengono conto anche della realizzazione di trasversali per consentire contro-alimentazioni nei due diversi scenari.

5.3.6

Stima degli investimenti e considerazioni riassuntive

La Tabella 5.5 riepiloga la stima complessiva di investimenti per lo scenario BASE e lo scenario SEN, sull'orizzonte 2016 ÷ 2030.

Si noti come anche lo scenario BASE abbia una stima cumulata di investimenti superiore all'extrapolazione della spesa attuale (20.925 milioni di euro). La stima di investimenti aggiuntivi per la rete di distribuzione nello scenario SEN rispetto allo scenario BASE è affetta da una incertezza abbastanza ampia, legata a diversi elementi.

Data la sua estensione, il punto più critico della stima di investimenti in "rame" e in telecontrollo riguarda le ipotesi adottate circa la rete di bassa tensione e per la media tensione. In generale, l'incertez-

TABELLA 5.5

Stima degli investimenti complessivi nelle reti di distribuzione negli scenari BASE e SEN.

<i>Milioni di euro</i>	BASE (2016-2030)	SEN (2016-2030)
Cabine Primarie	1.720	2.020
Cabine Secondarie	4.200	5.250
Linee (MT + BT)	9.360	11.840
Telecontrollo	600	675
Altro (incluso <i>metering</i>)	8.300	8.625
TOTALE	24.180	28.410

za maggiore riguarda l'entità degli interventi sulle linee poiché essi dipendono puntualmente dalla zona geografica e dalle tipologie di carico e generazione da servire. Le valutazioni sulle cabine primarie, e in parte per le cabine secondarie, sono invece meno soggette a variazioni perché considerano medie su porzioni geografiche maggiori.

Un altro parametro particolarmente significativo, come visto, è l'autoconsumo della produzione locale, in particolare da FV: un aumento della quota di autoconsumo contestuale alla produzione determina potenzialmente una riduzione dei costi di investimento. Orientativamente, si può osservare come per bassi livelli di autoconsumo, e soprattutto in presenza di utenze MT attive pure, possa rendersi necessario costruire più linee e trasformatori; è tuttavia molto complesso pervenire a una stima sintetica di correlazione tra livello di autoconsumo e variazione dei costi di investimento, valida per tutte le casistiche di rete e tipologia di carico servito.

Le stime di rafforzamento delle infrastrutture dipendono, inoltre, dalla possibilità per il Distributore di coinvolgere i clienti della rete in servizi di flessibilità locale, che consentono di limitare i picchi di carico, o di iniezione da generazione distribuita. Al momento questi servizi non sono possibili ma rappresentano una opzione molto interessante per evitare potenziamenti della rete dovuti a picchi che si presentano durante poche ore durante l'anno.

Si evidenzia, infine, che nella stima della differenza tra scenario SEN e scenario BASE non si sono considerati gli investimenti per incremento della resilienza, poiché in entrambi gli scenari le azioni riguardano in maggior misura le strutture ora esistenti (sono inoltre previste nuove linee trasversali per aumentare la possibilità di con-

Impatto dello scenario sulle reti di distribuzione

tro-alimentazione). Non si esclude che, nei prossimi anni, vi possa comunque essere un impulso nel tasso di rinnovo della rete di distribuzione, a valle delle iniziative avviate da ARERA e MiSE.

Il phase-out del carbone e le problematiche di sicurezza della rete della Sardegna

6.1

INTRODUZIONE

La capacità del sistema elettrico sardo di coprire in sicurezza la domanda in tutte le condizioni di esercizio previste è fortemente condizionata dalla prospettiva riguardante il futuro parco di generazione termoelettrica e idroelettrica, l'incremento atteso della generazione da fonti rinnovabili non programmabili, i collegamenti in corrente continua HVDC verso il continente e la tecnologia di conversione adottata, l'installazione di dispositivi di compensazione e sistemi di accumulo. In particolare, il considerevole incremento atteso della generazione da FRNP implica, in merito alla sicurezza di esercizio, diverse problematiche legate alla variabilità e volatilità delle condizioni operative, all'incertezza della previsione, alla riduzione dell'inerzia del sistema, alla riduzione della potenza di corto circuito e dei margini di regolazione della tensione e della frequenza. La prevista dismissione di gran parte degli impianti dispacciabili di grossa taglia, tradizionalmente fornitori di servizi ancillari di sistema, porta ulteriormente all'attenzione le suddette problematiche.

Il presente capitolo propone, in particolare, un'analisi di flessibilità del sistema sardo all'anno 2030, in merito alla disponibilità di margini di riserva finalizzati a garantire la stabilità di frequenza a fronte di perturbazioni in rete.

6.2

STABILITÀ DI FREQUENZA E REQUISITI DI RISERVA

L'esercizio del sistema elettrico si basa sull'equilibrio istantaneo fra generazione e carico. Ogni perturbazione di questo equilibrio deve essere compensata modulando opportunamente le iniezioni ed eventualmente i prelievi di potenza, per ripristinare il bilancio e garantire così la stabilità di funzionamento. Gli sbilanci sono dovuti a fluttuazioni aleatorie del carico e della generazione (in particolare quella FRNP), a variazioni "a rampa" delle iniezioni e dei prelievi di potenza (carico, generazione FRNP, ma anche generazione dispacciabile per seguire i risultati del mercato) o, infine, a grandi perturbazioni dovute alla improvvisa perdita di rilevanti generazioni o di carichi.

Il bilancio istantaneo fra generazione e carico si riflette nella grandezza "frequenza di rete". La frequenza è regolata molto finemente intorno al valore nominale di 50 Hz grazie alla presenza di opportune riserve, classificate in base alle caratteristiche di risposta e all'architettura dei relativi sistemi di controllo. La riserva primaria è finalizzata al contenimento delle

deviazioni di frequenza: interviene immediatamente e in modo automatico al manifestarsi di un disturbo, ma non riporta la frequenza al valore nominale; ad essa contribuiscono tutti i generatori rilevanti abilitati. La riserva secondaria, che interviene nei minuti successivi, è dedicata al ripristino del valore nominale di frequenza (in tal modo ricostituendo i margini di regolazione primaria) e dei valori di transito programmati sulle interconnessioni: a tal fine è necessario un controllo centralizzato che interviene solo su alcuni generatori rilevanti. La riserva terziaria pronta, che agisce su comando manuale su un orizzonte temporale del successivo quarto d'ora, è finalizzata al ripristino del margine di riserva secondaria. La riserva terziaria di sostituzione, infine, è necessaria per garantire la copertura del carico a fronte di scostamenti dal valore previsto del carico stesso, della potenza fornita da FRNP e a fronte di indisponibilità impreviste delle unità di produzione termoelettriche o idroelettriche in pompaggio.

Alla costituzione dei margini di riserva disponibile concorrono tipicamente i gruppi di generazione rilevanti, termoelettrici e idroelettrici; nel caso della Sardegna giocano un ruolo importante i collegamenti in corrente continua verso il continente. Per la sola regolazione primaria "a scendere" ossia effettuata mediante riduzione della potenza iniettata in rete, sono coinvolti anche i gruppi da fonte FRNP (solo per perturbazioni abbastanza severe). Per la riserva terziaria sono importanti inoltre gli impianti di pompaggio. I sistemi di accumulo elettrochimico sono adatti soprattutto per la regolazione primaria, data la rapidità di intervento e la limitata energia che possono mettere in gioco.

6.3

APPROCCIO METODOLOGICO

La valutazione dell'impatto che il phase-out della capacità di generazione a carbone ha sulla flessibilità della riserva del sistema sardo è svolta individuando il numero di ore annue in cui non è soddisfatto il fabbisogno di riserva complessivo, valutato come la somma dei fabbisogni di riserva primaria, secondaria e terziaria (pronta e di sostituzione): in queste situazioni, infatti, potrebbero presentarsi criticità dal punto di vista del bilancio generazione/carico.

L'analisi è condotta sulla riserva sia "a salire" sia "a scendere". Con "riserva a salire" si intende il margine di incremento della potenza iniettata (generata o importata) nella rete sarda, necessario per compensare eventi di sotto-frequenza dovuti alla perdita di generazione o di import dai collegamenti HVDC. Con "riserva a scendere" si

Il phase-out del carbone e le problematiche di sicurezza della rete elettrica della Sardegna

intende il decremento della potenza iniettata a seguito di eventi di sovra-frequenza conseguenti alla perdita di carico o di export verso il continente attraverso i collegamenti HVDC.

Le simulazioni del mercato elettrico, eseguite con il simulatore SMTSIM (stochastic Medium Term SIMulator), permettono di estrarre, ora per ora e senza tenere conto dei vincoli di riserva, la generazione spacciata a seguito delle sessioni di mercato del giorno prima (MGP) e i transiti sui collegamenti HVDC.

A partire dalle simulazioni di mercato, è possibile determinare i margini di riserva resi disponibili dai gruppi regolanti, unitamente ai margini resi disponibili dai collegamenti HVDC. Per quanto riguarda i margini resi disponibili dai sistemi di accumulo elettrochimico, si ipotizza una disponibilità alla regolazione pari al 50% della potenza installata, per tenere approssimativamente conto di limitazioni dovute all'effettiva presenza in servizio o allo stato di carica. Gli impianti FRNP (eolico, fotovoltaico) sono tenuti in conto per l'approvvigionamento di riserva a scendere perché dotati di logiche che, in caso di sovra-frequenza, possono modulare¹ l'iniezione a partire da 50,3 Hz, fino ad annullarla a 51,5 Hz.

A partire dalle simulazioni di mercato, inoltre, è determinato il valore di fabbisogno di riserva.

La riserva primaria è dimensionata per fronteggiare il massimo sbilanciamento possibile derivante dall'indisponibilità non programmata di un impianto di generazione, un impianto di accumulo o di un polo HVDC. Nel caso della Sardegna, l'evento più rilevante è generalmente costituito dalla perdita di un polo del collegamento HVDC SAPEI.

Il requisito di riserva secondaria è determinato in base al criterio adottato nell'ambito di ENTSO-E², espresso come segue:

$$R_{\text{sec}} = \sqrt{a \cdot L_{\text{max}} + b^2} - b$$

dove: "a" è un parametro empiricamente posto uguale a 10 MW; "b" è un parametro empiricamente posto uguale a 150 MW; " L_{max} " è il massimo carico nell'ora considerata.

Il requisito di riserva terziaria pronta è posto pari a quello della riserva secondaria.

¹ Con questo termine si indica la limitazione della potenza producibile dalle FRNP

² European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Il requisito di riserva terziaria di sostituzione è calcolato mediante un metodo probabilistico sviluppato da RSE, finalizzato a determinare un valore di deficit/surplus di potenza che ragionevolmente non sarà mai superato durante l'esercizio. Il livello di affidabilità adottato corrisponde alla copertura del 95% delle situazioni complessive di deficit (o di surplus) della potenza, dovuto all'incertezza delle previsioni di carico, generazione eolica e fotovoltaica, unitamente alle indisponibilità non programmate degli impianti, trattate come eventi probabilistici.

6.4

SCENARI ANALIZZATI AL 2030

Gli scenari del sistema elettrico sardo considerati, riferiti all'anno orizzonte 2030, sono due e prevedono rispettivamente, per le centrali a carbone, il phase-out totale e parziale.

Per quanto riguarda le interconnessioni, l'export verso la Corsica, attraverso il cavo sottomarino 150 kV AC SarCo, è ipotizzato costante e pari a 50 MW; il futuro collegamento HVDC tri-terminale SACOI3 tra Sardegna, Corsica e Italia (rifacimento dell'attuale SACOI2) è ipotizzato di tipo bipolare con tecnologia a corrente impressa LCC³ (taglia 2x200MW, minimo tecnico 10%, perdite 4%); il collegamento HVDC SAPEI è considerato nella configurazione attuale bipolare con tecnologia a corrente impressa (taglia 2x500 MW, minimo tecnico 10%, perdite 4%).

1. Scenario con phase-out totale delle centrali a carbone

In questo scenario è considerata la chiusura anticipata di tutti gli impianti di generazione alimentati a carbone. Si ipotizza inoltre:

- la chiusura, per obsolescenza, di tutte le grandi centrali a olio e derivati del petrolio in Sardegna, ad eccezione di alcuni generatori distribuiti;
- l'introduzione di tre nuovi gruppi termoelettrici a gas naturale, ossia:
 - un turbogas a ciclo aperto da 100 MW (in servizio di riserva fredda⁴ a salire);

³ Line Commutated Current source converter.

⁴ La riserva fredda è la potenza che può essere immessa in rete solo dopo che siano trascorsi 15 minuti dalla richiesta del Gestore della RTN.

Il phase-out del carbone e le problematiche di sicurezza della rete elettrica della Sardegna

- ▶ un ciclo combinato cogenerativo da 80 MW;
- ▶ un ciclo combinato da 250 MW;
- una produzione termoelettrica distribuita pari a 0,68 TWh;
- una capacità installata di generazione idroelettrica dispacciabile, ossia a bacino e serbatoio, pari a 150 MW;
- una potenza installata di sistemi idroelettrici di accumulo pari a 405 MW (impianto di Taloro da 3x80 MW unitamente a un nuovo impianto di pompaggio marino da 165 MW);
- una potenza installata di sistemi di accumulo elettrochimico pari a 100 MW, per una capacità di 200 MWh;
- una produzione annua di energia delle FRNP pari rispettivamente a 3,5 TWh da eolico (comprensivi di 0,27 TWh offshore), 3 TWh da solare, 0,66 TWh complessivi da bioenergie, mini-idroelettrico e ad acqua fluente non dispacciabile;
- un carico orario lordo minimo pari a 500 MW e massimo pari a 1.600 MW.

2. Scenario con phase-out parziale delle centrali a carbone

In questo caso, per quanto riguarda il parco di generazione termoelettrica in regolazione di potenza, si considerano:

- un gruppo a carbone dell'impianto di Sulcis con potenza efficiente pari a 300 MW;
- due gruppi a carbone dell'impianto di Fiume Santo con potenza efficiente pari a 2 x 267 MW;
- l'introduzione di due nuovi gruppi a gas naturale, ossia:
 - ▶ un turbogas a ciclo aperto da 100 MW (in servizio di riserva fredda a salire);
 - ▶ un ciclo combinato cogenerativo da 80 MW.

Restano valide tutte le altre ipotesi adottate nello scenario con phase-out totale.

L'applicazione della metodologia consente di stimare la quantità di ore annue in cui, a fronte del massimo sbilanciamento di potenza possibile sul sistema sardo, i margini di riserva non siano adeguati.

In tali ore, potrebbe essere necessario effettuare interventi pre-

ventivi onerosi per incrementare i margini di sicurezza, o predisporre sistemi di controllo in emergenza che intervengano solo in caso di criticità come la perdita improvvisa di un impianto di generazione o polo HVDC. In particolare:

- le situazioni di carenza di margini a scendere possono essere affrontate a livello preventivo, mediante modulazione⁵ delle FRNP; a livello correttivo, mediante distacco controllato delle FRNP con sistemi automatici dedicati di teledistacco;
- le situazioni di carenza di margini a salire possono essere affrontate mediante il distacco di carico, a livello preventivo o correttivo.

La Figura 6.1 illustra la curva monotona delle quantità orarie di riserva mancante a salire, in caso di sbilanciamento con conseguente sotto-frequenza. La percentuale annua di ore potenzialmente critiche è molto limitata, pari rispettivamente a circa lo 0,3% delle 8.760 ore annue nello scenario con phase-out totale della generazione a carbone e circa lo 0,6% nello scenario con phase-out parziale; il massimo valore di riserva mancante è pari circa a 190 MW in entrambi gli scenari. Tale quantità fissa quindi la quota di potenza interrompibile che dovrebbe essere assegnata nel sistema insulare per annullare il rischio di criticità in merito all'approvvigionamento di riserva a salire. Si osservi che le ore critiche sono sempre caratterizzate da condizioni di esercizio con basso export sardo e conseguente limitata banda di regolazione a salire da parte dei collegamenti HVDC (riduzione dell'export), a fronte della perdita dell'impianto termoelettrico o idroelettrico che inietta in rete la maggiore quantità di potenza. In tali situazioni, per evitare il distacco dei carichi interrompibili nel caso in cui si manifesti effettivamente la contingenza, sarebbe utile ricorrere all'inversione del transito di potenza (da export a import in Sardegna) in almeno uno dei due collegamenti HVDC SACOI e SAPEI. Per contro, occorre osservare che la manovra di inversione rapida della potenza può comportare stress per i cavi dei sistemi HVDC e quindi deve essere subordinata alle scelte riguardanti la preservazione della loro durata di vita. Un'alternativa potrebbe essere rappresentata dalla modulazione preventiva dell'eolico, finalizzata a ottenere una situazione operativa pre-contingenza caratterizzata da import in Sardegna.

⁵ Con questo termine si indica la limitazione della potenza producibile dalle FRNP

Il phase-out del carbone e le problematiche di sicurezza della rete elettrica della Sardegna

FIGURA 6.1

Ore con insufficienti margini di riserva a salire (Sardegna, anno 2030).

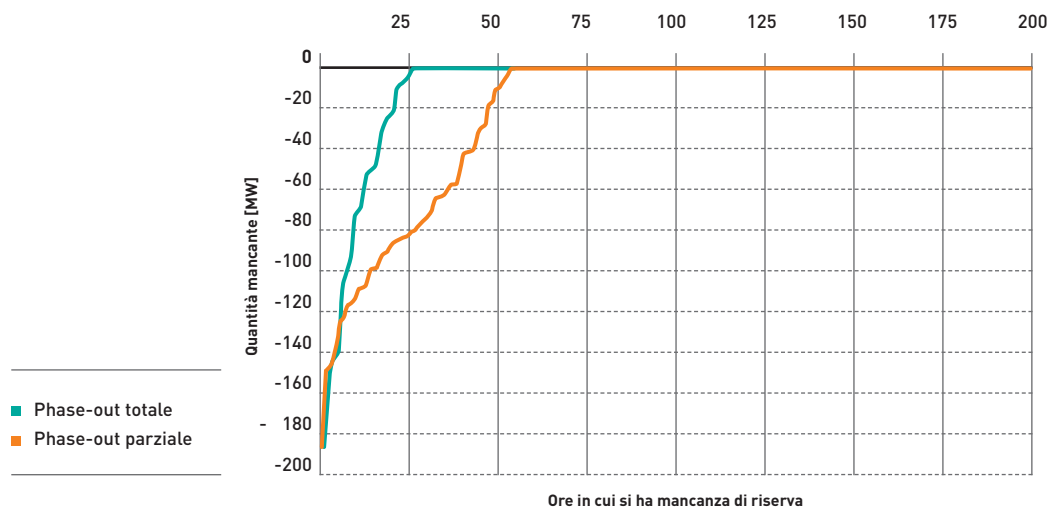


FIGURA 6.2

Ore con insufficienti margini di riserva a salire - nuovi accumuli non in regolazione (Sardegna, 2030).

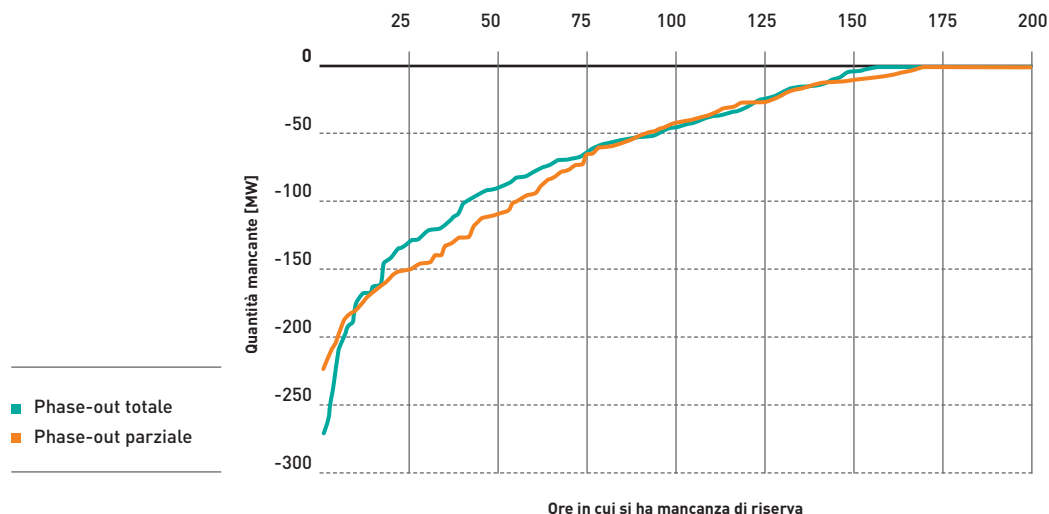


TABELLA 6.1

Ore potenzialmente critiche con margini di riserva insufficienti (Sardegna, anno 2030).

Riserva mancante a salire		
Scenario	Numero di ore potenzialmente critiche [% ore annue]	MW massimi
Phase-out totale	26 (0,3%)	184
Phase-out totale senza nuovi accumuli in regolazione	160 (1,8%)	270
Phase-out parziale	54 (0,6%)	187
Phase-out parziale senza nuovi accumuli in regolazione	170 (1,9%)	224
Riserva mancante a scendere		
Scenario	Numore ore potenzialmente critiche [% ore annue]	MW massimi
Phase-out totale	0	0
Phase-out parziale	0	0

La Figura 6.2 mostra le quantità di riserva a salire mancante nell'ipotesi in cui non sia disponibile la regolazione da parte dei nuovi sistemi di accumulo elettrochimico (potenza installata 100 MW) e di pompaggio (potenza installata 165 MW). Per semplicità, si è considerata la medesima simulazione di mercato MGP in cui i suddetti sistemi risultano comunque dispacciati, anche se non regolanti. Si osserva che il numero di ore potenzialmente critiche sale a circa il 1,9% (circa una settimana all'anno) in entrambi gli scenari. Il massimo valore di riserva mancante sale rispettivamente a 270 MW nello scenario con phase-out totale e 220 MW nello scenario con phase-out parziale.

Per quanto riguarda la riserva a scendere, in entrambi gli scenari non si hanno ore potenzialmente critiche in cui potrebbe verificarsi la mancata copertura della perdita di un carico rilevante o di export dalla Sardegna. Ciò è sostanzialmente legato all'elevato contributo di riserva che è fornito dalla generazione FRNP per la quale è prescritta, dal codice di rete, una logica di riduzione della potenza immessa in rete come risposta a variazione della frequenza al di sopra di una certa soglia predefinita (di norma 50,3 Hz). Per riassumere, la Tabella 6.1 indica le quantità di ore potenzialmente critiche e i massimi valori teorici di riserva mancante nei due scenari al 2030 analizzati.

L'impatto della SEN sulla bolletta elettrica al 2030

7.1

LE PRINCIPALI VOCI DI COSTO DELLA BOLLETTA ELETTRICA

Il prezzo dell'energia elettrica prelevata dagli utenti è differenziato in base al livello di tensione del punto di allacciamento alla rete (bassa tensione BT, media tensione MT e alta/altissima tensione AT/AAT), al profilo orario di consumo e alla potenza impegnata. Nonostante ci sia una diversificazione degli utenti finali per tipologia di consumo e di trattamento tariffario, tutti sono accomunati dalla stessa struttura di costo finale (o prezzo) del kWh consumato, che include le quattro componenti mostrate in Figura 7.1.

- La voce servizi di vendita è relativa al costo di approvvigionamento del prodotto "energia elettrica" e include, oltre al costo della commodity, anche i costi di commercializzazione e vendita sostenuti dal fornitore di energia. Nella voce di costo è presente anche una componente relativa al servizio di dispacciamento, a copertura cioè dei costi sostenuti dal gestore di rete per acquisire le risorse finalizzate a garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico.
- La seconda voce, servizi di rete, include i costi connessi alle infrastrutture (rete di trasmissione, distribuzione e misura) necessarie per portare l'energia elettrica dalle centrali di produzione ai consumatori e misurarne le quantità fornite.

FIGURA 7.1

Componenti di costo della bolletta elettrica in Italia.



- La terza voce include gli oneri di interesse generale per il sistema, introdotti da norme di legge, fra le quali la più importante riguarda gli incentivi erogati per sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili.
- Infine, troviamo la componente fiscale relativa ad accise e IVA.

A esclusione degli oneri fiscali, fissati per legge, e del costo di approvvigionamento dell'energia che segue le dinamiche delle offerte di acquisto/vendita nei mercati energetici nazionali e internazionali, le componenti di costo sopra identificate sono disciplinate da ARERA a garanzia dell'erogazione di un servizio pubblico con regole di accesso non discriminatorie di libero mercato, secondo i principi generali del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 di liberalizzazione del settore elettrico, nel pieno rispetto degli standard di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e di continuità e qualità del servizio stesso.

La Tabella 7.1 mostra i costi totali sostenuti per la fornitura dell'energia elettrica a livello nazionale nel periodo 2010-2017, differenziati per le principali voci di costo: i servizi di vendita (includono l'approvvigionamento, la commercializzazione e vendita e il dispacciamento dell'energia), i costi di rete per trasmissione, distribuzione e misura e gli oneri generali di sistema.

Come si nota dal totale della tabella, nel 2017 il sistema elettrico ha generato un flusso complessivo di cassa dell'ordine di 43 miliardi, lievemente in calo rispetto al 2016 (+1,3%). Questo flusso complessivo è al netto dell'imposizione fiscale di accise e IVA, che vengono applicate per categoria di consumo.

La Tabella 7.2 mostra una sintesi della bolletta elettrica nazionale nel periodo 2012-2017, aggiungendo ai costi complessivi per la fornitura di energia elettrica l'imposizione fiscale relativa a IVA e accise. Queste ultime voci incidono per un valore intorno ai 10 miliardi di euro, portando il totale della bolletta nazionale a quasi 52,5 miliardi di euro nel 2017, contro i 56 del 2012. Il calo è da imputare prevalentemente alla contrazione dei consumi finali, al calo dei prezzi dei combustibili (soprattutto del gas) e all'incremento della generazione rinnovabile, elementi che hanno influenzato appunto il prezzo di vendita e di acquisto. Di conseguenza il costo medio unitario dell'energia è diminuito, passando da 18,24 centesimi di euro/kWh nel 2012 a 17,39 nel 2017. Per completezza in tabella sono stati riportati anche i valori di costo unitario in moneta costante al 2010: per il calcolo si è fatto riferimento all'indice medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati (indice FOI) al netto dei tabacchi in quanto l'indice FOI è utilizzato dall'ISTAT per la de-

L'impatto della SEN sulla bolletta elettrica al 2030

TABELLA 7.1

Riassunto dei costi totali per gli utenti finali al netto di accisa e IVA.

Milioni di euro	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Servizi di vendita	24.112	26.427	27.249	24.233	20.801	19.877	18.992	21.199
Approvvigionamento	21.135	22.737	23.069	19.384	15.606	15.535	12.557	15.373
Commercializzazione e vendita	1.245	1.242	1.241	1.397	1.434	1.425	2.484	2.554
Dispacciamento	1.731	2.449	2.938	3.451	3.761	2.916	3.950	3.272
Costi di rete	6.648	6.901	7.055	7.126	7.214	7.452	7.083	7.273
Trasmissione	1.306	1.381	1.532	1.644	1.651	1.706	1.735	1.804
Distribuzione e misura	5.342	5.520	5.523	5.482	5.563	5.746	5.348	5.470
Oneri generali di sistema	5.530	7.472	11.315	14.065	15.056	16.693	16.407	14.580
Componenti A	5.405	7.257	10.922	13.454	14.528	15.432	15.154	13.483
Componenti UC	77	180	305	264	178	316	659	753
UC3 + UC6	n.d.	n.d.	55	288	303	897	547	296
Componente MCT	48	35	33	59	47	48	47	48
TOTALE	36.290	40.800	45.619	45.424	43.070	44.022	42.482	43.052

TABELLA 7.2

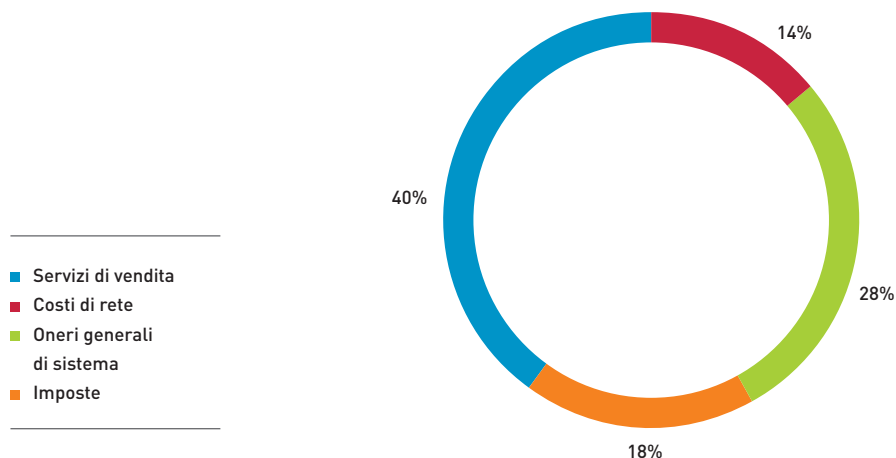
Bolletta elettrica nazionale anni 2012-2017.

Fonte: Elaborazione RSE su dati ARERA

Milioni di euro	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Totale servizi di vendita	27.249	24.233	20.801	19.877	18.992	21.199
Totale servizi di rete	7.055	7.126	7.214	7.452	7.083	7.273
Totale oneri generali	11.315	14.065	15.056	16.693	16.407	14.580
Totale accisa	3.119	2.716	2.914	2.531	2.853	2.584
Totale netto iva	48.738	48.140	45.984	46.553	45.335	45.636
IVA	7.311	7.221	6.898	6.983	6.800	6.845
Totale bolletta	56.049	55.361	52.882	53.536	52.135	52.481
Consumi finali [GWh]	307.220	297.288	291.084	297.180	295.508	301.738
Costo unitario [c€/kWh]	18,24	18,62	18,17	18,01	17,64	17,39
Costo unitario [c€/kWh moneta 2010]	17,23	17,40	16,94	16,81	16,48	16,07

FIGURA 7.2

Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo della bolletta per l'anno 2017. Fonte: Elaborazione RSE su dati ARERA, TERNA e GME

**TABELLA 7.3**

Valore annuo delle componenti di spesa per l'utente domestico tipo, anno 2017.

	Spesa stimata euro/anno	%
Servizi di vendita	245	47
Costi di rete	107	21
Oneri generali di sistema	100	19
Accisa	20	4
IVA	47	9
TOTALE	519	100

TABELLA 7.4

Costi di approvvigionamento al 2030 e impatto sul kWh consumato.

	2017	2030	
		BASE	SEN
Costi approvvigionamento (Miliardi di euro)	15,3	25,0	21,9
Consumi finali elettrici (TWh)	301,9	313,5	305
Costo specifico (c€/kWh)	5,0	8,0	7,2

terminazione del coefficiente di rivalutazione monetaria. La ripartizione percentuale delle voci di costo della bolletta elettrica nel 2017 è riportata in Figura 7.2. In Tabella 7.3 sono invece riportati i valori annui (2017) relativi a un utente domestico tipo.

7.2

EVOLUZIONE DELLE VOCI DI COSTO DELLA BOLLETTA ELETTRICA AL 2030

L'evoluzione del settore elettrico tracciata nello scenario SEN, descritta nei capitoli precedenti, ha un impatto sulle diverse componenti di costo della bolletta elettrica.

7.2.1

Servizi di vendita

COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO

Con la voce costi di approvvigionamento (componente energia) si intende il costo di approvvigionamento della commodity "energia elettrica" sul mercato elettrico. Per determinare il valore di questa voce al 2030, il valore del PUN medio annuo risultante nello scenario BASE e nello scenario SEN è stato moltiplicato per i consumi finali elettrici dei due scenari. Si ottengono rispettivamente 25 miliardi di euro nello scenario BASE e 22 miliardi di euro nello scenario SEN (Tabella 7.4). Nello scenario SEN si risparmiano circa 3 miliardi di euro per la maggior quota di generazione elettrica da FER che abbassa i prezzi sul mercato MGP (il PUN medio annuo dello scenario SEN è di circa 8 euro inferiore rispetto a quello dello scenario BASE). Inoltre nello scenario SEN la domanda elettrica è inferiore di circa 10 TWh rispetto al BASE.

Rispetto al 2017 i costi di approvvigionamento sono molto più elevati, in virtù dei più elevati costi dei combustibili fossili e dei permessi di emissione di CO₂ che caratterizzano gli scenari BASE e SEN al 2030.

COSTI DI COMMERCIALIZZAZIONE E VENDITA

Tali costi corrispondono a quelli che le società di vendita sostengono per rifornire i loro clienti. La proiezione al 2030 di questa componente risulta difficile da quantificare, dal momento che ovviamente non esiste una tariffa regolata, ma la stessa dipende esclusivamente dalle condizioni contrattuali pattuite tra venditori e consumatori. Per

TABELLA 7.5

Costi di commercializzazione e vendita al 2030 e impatto sul kWh consumato.

	2017	2030	
		BASE	SEN
Costi di Commercializzazione e vendita (Mld €)	2,5	2,6	2,5
Consumi finali elettrici (TWh)	301,9	313,5	305
Costo specifico (c€/kWh)	0,83	0,83	0,83

questi motivi l'esborso al 2030 è stato calcolato moltiplicando il costo specifico attuale per i consumi al 2030 negli scenari BASE e SEN.

COSTI DI DISPACCIAMENTO

Il TSO TERNA, che sovrintende al controllo dell'intera rete di trasmissione in alta e altissima tensione, deve assicurare che l'esecuzione fisica degli scambi di energia fra produttori e consumatori avvenga nel rispetto di un funzionamento sicuro e stabile del sistema elettrico (in primis garantendo l'equilibrio istantaneo di generazione e consumo). Al tal fine, in fase di programmazione dell'esercizio (cioè il giorno prima), TERNA si approvvigiona, sul mercato dei servizi di dispacciamento, delle risorse da impiegare in tempo reale per garantire la sicurezza del sistema. Esse sono rese disponibili per lo più dagli impianti di produzione e sono utilizzate per servizi necessari per la risoluzione delle congestioni, la riserva di potenza e il mantenimento di un adeguato livello della tensione in ogni punto della rete. In caso di particolare criticità, il gestore di rete può intervenire anche inviando un ordine di distacco a unità di consumo dichiarate interrompibili oppure a unità di generazione da fonte rinnovabile. A copertura degli oneri di approvvigionamento di tali risorse, TERNA calcola un corrispettivo unitario (*uplift*) da applicare sulla tariffa elettrica dei clienti finali.

Per la stima al 2030 dell'*uplift* sono state considerate le seguenti voci:

- risoluzione dei vincoli di tensione;
- risoluzione delle congestioni intrazonali;
- movimentazioni per la predisposizione delle disponibilità di riserva;
- costo movimentazioni per bilanciamento in tempo reale.

Risoluzione dei vincoli di tensione: nello scenario SEN al 2030 la ridotta disponibilità di impianti termoelettrici in funzione richiede di

affrontare la correzione delle violazioni delle tensioni mediante dispositivi specifici (compensatori sincroni e FACTS) nella disponibilità di TERNA, ossia operando direttamente sul reattivo. Non si prevedono pertanto particolari aggravii sulla componente uplift; installazioni di nuovi dispositivi sono già previste nei piani di TERNA e già in corso.

Congestioni intrazonali: la maggiore penetrazione delle FER potrebbe comportare una maggiore frequenza di necessità di intervento per le congestioni. Tale incremento sarà però contrastato dagli interventi sulla rete già previsti da TERNA.

Movimentazioni per la predisposizione delle disponibilità di riserva: la stima delle movimentazioni al 2030 è stata determinata con una simulazione MGP e MSD ex-ante valutando con un'apposita procedura i fabbisogni orari zionali di riserva (secondaria e terziaria). Considerando la partecipazione delle FRNP ai servizi a scendere (per BASE e SEN) e la disponibilità di nuovi sistemi di accumulo (5 GW al sud e nelle isole solo per lo scenario SEN), la simulazione mostra una ridotta necessità di incrementare la disponibilità di riserva attraverso modifiche dei programmi di produzione, sia nello scenario BASE, sia nello scenario SEN. In altri termini gli interventi previsti per la mitigazione delle criticità si sono mostrati particolarmente efficaci.

Costo per bilanciamento: le fonti rinnovabili non programmabili e altre risorse non tradizionali, quali i sistemi di accumulo, dovranno in buona parte coprire questo servizio, quindi il TSO dovrà utilizzare risorse più costose per il bilanciamento rispetto a quelle attualmente impiegate (eventualmente remunerandole con prezzi negativi a scendere) con conseguente aumento del valore economico movimentato nel mercato di bilanciamento. L'impatto sull'uplift è, tuttavia, non rilevante in quanto tali oneri dovranno essere coperti dai corrispettivi di sbilanciamento a carico di chi non avesse rispettato i programmi di produzione e/o di prelievo.

In sintesi, si ipotizza al 2030 un ammontare della voce *uplift* in linea con i valori attuali, sia per lo scenario BASE sia per lo scenario SEN. Cautelativamente si considera un valore non superiore al massimo storico (2,6 miliardi di euro del 2016).

Oltre ai costi di dispacciamento, nei prossimi anni si aggiungeranno i costi legati al *Capacity Market*, dedicato alla remunerazione della capacità produttiva necessaria a garantire l'adequatezza del sistema elettrico. Nello scenario SEN si stima che tali costi potrebbero ammontare ad oltre 2 miliardi di euro al 2030 (rispetto ai 200 milioni di euro del 2017 relativi al meccanismo di remunerazione della capacità "transitorio") per la necessità di nuovi gruppi di generazione

TABELLA 7.6**Costi di dispacciamento al 2030 e impatto sul kWh consumato.**

	2017	2030	
		BASE	SEN
Costi Dispacciamento (Mld €)	3,3	4,5-4,9	5,0-5,4
<i>uplift</i>	2,3	<2,6	<2,6
<i>mancata produzione eolico</i>	<0,1	0	0
<i>unità essenziali e interrompibili</i>	0,6	0,7	0,7
<i>funzionamento Terna</i>	0,1	0,1	0,1
<i>capacity remuneration</i>	0,2	1,5	2,0
Consumi finali elettrici (TWh)	301,9	313,5	305
Costo specifico (c€/kWh)	1,09	1,45	1,65

anche in sostituzione di impianti che escono dal servizio. Nello scenario SEN occorre in particolare tenere conto dei costi legati ai sistemi di accumulo aggiuntivi ed al rimpiazzo delle centrali a carbone, oggetto di phase-out. La voce di costo legata al Capacity Market crescerà comunque anche nello scenario BASE, raggiungendo il valore stimato di circa 1,5 miliardi di euro.

Per le altre voci del dispacciamento (mancata produzione eolica, unità essenziali, funzionamento Terna e interrompibili) si assume come ipotesi che questi rimangano costanti al 2030 rispetto ai valori attuali.

7.2.2

Costi di rete

I gestori delle reti di trasmissione e distribuzione sono remunerati in bolletta per gli investimenti effettuati sulle reti. Ciò avviene mediante il criterio del costo riconosciuto, ovvero ARERA fissa il ricavo massimo concesso ai soggetti regolati, in modo da consentire la copertura dei costi, la remunerazione del capitale investito e un equo margine di guadagno.

In generale, il costo riconosciuto per i servizi di rete può essere scomposto in tre fattori: uno legato ai costi operativi, uno alla remunerazione del capitale investito e il terzo agli ammortamenti.

- **Costi operativi:** la remunerazione riconosciuta per far fronte a tali costi tiene conto del costo del lavoro e degli approvvigionamenti di beni e servizi diversi dagli investimenti.

- Remunerazione del capitale investito: con questa voce viene remunerato il costo del denaro investito per nuove infrastrutture di rete. Il capitale netto è remunerato ad un tasso di rendimento (WACC¹) in linea con il mercato finanziario; in aggiunta al normale tasso di remunerazione, alcuni investimenti particolarmente strategici o innovativi possono godere di un rendimento maggiorato per un numero limitato di anni.
- Remunerazione degli ammortamenti: Attraverso questa voce si remunera il costo effettivo delle nuove infrastrutture di rete. Attraverso l'ammortamento, il costo dell'infrastruttura viene ripagato a rate spalmate su tutta la vita utile. Il costo di ammortamento riconosciuto è rivisto annualmente per effetto dei nuovi investimenti realizzati, delle dismissioni, della fine della vita utile degli asset, considerando l'aumento dei prezzi (dato Istat sul deflatore degli investimenti fissi lordi).

La remunerazione del costo riconosciuto a ciascun soggetto che fornisce il servizio di trasmissione, distribuzione e misura avviene mediante tariffe che dipendono da fattori specifici come quantità di energia trasportata, potenza impegnata, numero di punti di prelievo; l'ARERA fissa annualmente i valori di riferimento in base a previsioni e determina il valore complessivo di remunerazione per il responsabile della trasmissione e per ciascun operatore della distribuzione. Tale remunerazione viene ribaltata sui costi sostenuti dagli utenti finali per mezzo di tariffe uniche a livello nazionale, determinate annualmente dall'Autorità e differenziate per trasmissione e distribuzione.

Con la delibera 654/2015/R/eel, l'Autorità ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, con efficacia dall'1 gennaio 2016. La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Con riferimento all'NPR1, è prevista la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale (vedi box di approfondimento), in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione. Relativamente all'NPR2, è prevista invece l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*).

¹ WACC: *Weighted Average Cost of Capital*.

APPROFONDIMENTO

La metodologia *rate-of-return*

La metodologia *rate-of-return* si caratterizza per un tasso di rendimento certo sul capitale investito, che riduce i rischi e consente di pianificare gli investimenti. Questo approccio appare adatto per attività per le quali gli investimenti per lo sviluppo delle infrastrutture svolgono un ruolo cruciale.

Assieme a questo aspetto positivo, tuttavia, il meccanismo genera un debole incentivo a migliorare l'efficienza dei processi produttivi riducendo i costi. Inoltre, dal momento che i ritorni complessivi sul capitale, per un dato tasso di remunerazione predeterminato, sono proporzionali al capitale investito, questo schema di regolamentazione può indurre ad un livello eccessivo di investimenti.

Gli scenari BASE e SEN necessitano di una serie di interventi infrastrutturali, che si tradurranno in investimenti principalmente a carico del TSO e dei DSO. Per la stima dell'evoluzione dei costi riconosciuti ai servizi di rete al 2030 negli scenari BASE e SEN, si è fatto riferimento alla metodologia attuale (*rate-of-return*), in assenza di un'esperienza consolidata sul nuovo approccio totex.

Il costo complessivo riconosciuto a TERNA per il servizio di trasmissione nel 2016² è pari a 1,6 miliardi di euro, a cui si sommano 96 milioni di euro riconosciuti per il piano di difesa del sistema elettrico (Tabella 7.7). Lato distribuzione e misura i costi complessivi riconosciuti nel 2016 agli operatori della distribuzione sono stimati in circa 5,3 miliardi di euro. Di questi circa il 12% è a copertura del servizio di misura (Tabella 7.8).

La Tabella 7.9 e la Tabella 7.10 sintetizzano le informazioni e i dati di partenza utilizzati per la stima del costo riconosciuto del servizio di trasmissione e distribuzione al 2030 negli scenari BASE e SEN.

Per la stima del costo riconosciuto del servizio di trasmissione e distribuzione al 2030 negli scenari BASE e SEN è stato inoltre

² Relazione tecnica ARERA: Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016 - 2023 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL e deliberazione 4 febbraio 2016, 39/2016/R/EEL).

L'impatto della SEN sulla bolletta elettrica al 2030

TABELLA 7.7

Costi riconosciuti per il servizio di trasmissione nel 2016. Fonte: ARERA

Miliardi di euro?	Anno 2016	
	Costo	Incidenza %
Remunerazione del capitale	711	41
Ammortamento	507	29
Maggiore remunerazione del capitale	118	7
Costo operativo riconosciuto	298	17
Costi riconosciuti per il servizio di trasmissione	1.634	94
Costi riconosciuti relativi al piano di difesa	96	6
Costi totali riconosciuti	1.731	100

TABELLA 7.8

Costi riconosciuti per il servizio di distribuzione nel 2016. Fonte: ARERA

Miliardi di euro	Anno 2016			
	Distribuzione		Misura	
	Costo	Incidenza %	Costo	Incidenza %
Remunerazione del capitale	1.229	26	130	20
Ammortamento	1.574	34	361	56
Costo operativo riconosciuto	1.877	40	156	24
Costi riconosciuti per il servizio di distribuzione e misura	4.681	100	647	100

TABELLA 7.9

Nuovo sistema tariffario 2016-2023 per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Tasso di remunerazione base del capitale investito riconosciuto (WACC)	5,3% (valido per il periodo 2016-2018)
Incentivo extra RAB FS	1,5%
Capitale Investito Netto riconosciuto a fini regolatori (RAB 2016)	13.800 milioni di euro, esclusi gli asset acquisiti da FS
Vita utile investimenti	45 anni
RAB FS	674 milioni di euro
di cui extra incentivata per 12 anni (extra RAB FS)	149 milioni di euro

TABELLA 7.10

Nuovo sistema tariffario 2016-2023 per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Tasso di remunerazione base del capitale investito riconosciuto (WACC)	5,6% (valido per il periodo 2016-2018)
Capitale Investito Netto riconosciuto a fini regolatori (RAB 2016)	24.268 milioni di euro
Vita utile investimenti	35 anni

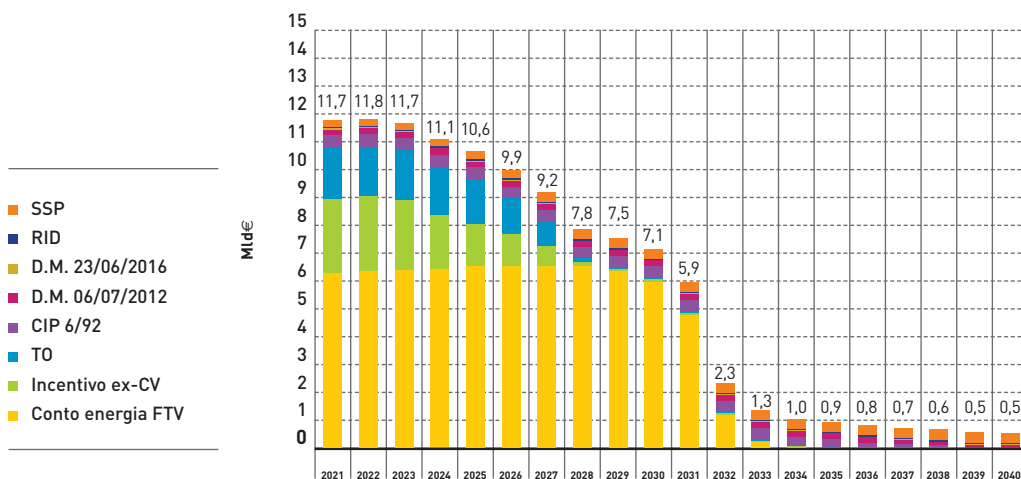
TABELLA 7.11

Costi di trasmissione, distribuzione e misura al 2030 e impatto sul kWh consumato.

	2017	2030	
		BASE	SEN
Costi Trasmissione (Mld €)	1,8	2,0	2,1
Costi Distribuzione e Misura (Mld €)	5,5	5,7	6,0
Consumi finali elettrici (TWh)	301,9	313,5	305
Costo specifico Trasmissione (c€/kWh)	0,59	0,64	0,69
Costo specifico Distribuzione e Misura (c€/kWh)	1,81	1,82	1,97

FIGURA 7.3

Scenario di lungo termine evoluzione incentivi A3. Fonte: GSE



ipotizzato che i tassi di rendimento (WACC) per la remunerazione del capitale per i servizi di trasmissione e distribuzione nel periodo 2018-2030 rimangano uguali a quelli definiti per il periodo 2016-2018 ($WACC_{TRAS} = 5,3\%$ e $WACC_{DIST} = 5,6\%$).

Realizzando progressivamente nel periodo considerato i nuovi investimenti in infrastrutture elettriche descritti nei capitoli e , i costi riconosciuti per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura negli scenari BASE e SEN evolverebbero al 2030 come mostrato in Tabella 7.11.

7.2.3

Oneri generali di sistema

La stima del costo della componente A3 degli oneri generali di sistema può essere effettuata scorporando la spesa al 2030 in due parti:

1. incentivazione delle produzioni degli impianti già oggi esistenti e ancora in vigore al 2030;
2. incentivazione prevista per i nuovi impianti FER.

Per la prima voce il GSE ha indicato, nell'ipotesi di prezzo dell'energia elettrica medio al 2030 di 50 euro/MWh, un ammontare di circa 7,1 miliardi (Figura 7.3³). Tale stima va corretta per tenere conto che negli scenari BASE e SEN il PUN medio risulta più alto (rispettivamente pari a circa 80 euro/MWh e 72 euro/MWh), così come i prezzi medi percepiti dalle diverse tipologie di FRNP⁴. Quindi la stima della parte della componente A3 relativa agli impianti esistenti risulterebbe di 6,4 miliardi di euro per lo scenario BASE e 6,7 miliardi di euro per lo scenario SEN.

Per i nuovi impianti è stato calcolato il fabbisogno minimo di incentivazione al 2030, sia nello scenario BASE sia nello scenario SEN, calcolato

³ GSE, "Rapporto delle Attività 2017", marzo 2018, https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attività/GSE_RA2017.pdf

⁴ Per le produzioni eolica e fotovoltaica, che sono legate alla disponibilità della fonte, il prezzo medio percepito, calcolato dalla simulazione, risulta inferiore rispetto al prezzo zonale medio. Per la stima dell'incentivo minimo necessario per queste fonti sono stati quindi utilizzati i prezzi medi percepiti per ciascuna fonte e zona e stimati mediante la simulazione.

TABELLA 7.12**Oneri generali di sistema al 2030 e impatto sul kWh consumato.**

	2017	2030	
		BASE	SEN
Costi oneri generali di sistema (Mld €)	14,6	8,3	9,6
<i>A3 – Impianti esistenti (fonte GSE)</i>	12,4	6,4	6,7
<i>A3 – Impianti nuovi (incentivo minimo al 2030)</i>	–	0,6	1,6
<i>Altre voci degli oneri generali di sistema</i>	2,2	1,3	1,3
Consumi finali elettrici (TWh)	301,9	313,5	305
Costo specifico oneri generali di sistema (c€/kWh)	4,84	2,65	3,15

TABELLA 7.13**Costo degli oneri fiscali al 2030 e impatto sul kWh consumato.**

	2016	2030	
		BASE	SEN
Imponibile	43,0	48,2	47,1
Accisa (6% dell'imponibile, Mld €)	2,6	3,2	3,1
Totale al netto di IVA	45,6	51,4	50,2
IVA (15% del totale al netto di IVA, Mld €)	6,8	7,7	7,6
Totale bolletta	52,5	59,1	57,8

come differenza tra il LCOE delle diverse FER e i prezzi zionali percepiti dalle produzioni al 2030 nel mercato MGP. Si sono effettuate, pertanto, delle valutazioni con prezzi zionali che sono sensibilmente più alti di quelli attuali e danno quindi origine a minore necessità di incentivo.

Da questa stima risulta un fabbisogno minimo di incentivazione addizionale di circa 600 milioni di euro nello scenario BASE che sale a 1,6 miliardi di euro nello scenario SEN (Tabella 7.12). Per la stima delle altre voci degli oneri generali di sistema al 2030 sono usate le valutazioni già pubblicate nella monografia RSE *“Energia elettrica, anatomia dei costi”* del 2014 e successivi aggiornamenti⁵.

⁵ RSEview – *“Energia elettrica, anatomia dei costi – Aggiornamento dati al 2017”*, RSE 2018.

L'impatto della SEN sulla bolletta elettrica al 2030

TABELLA 7.14

Bolletta elettrica al 2016 e al 2030 negli scenari BASE e SEN.

Voci di costo	2017	2030	2030
		Scenario BASE	Scenario SEN
	Miliardi di €		
Servizi di vendita	21,2	32,2	29,4
Costo approvvigionamento	15,3	25,0	21,8
Commercializzazione e vendita	2,5	2,7	2,6
Costi di dispacciamento	3,3	4,5	5,0
Costi di rete [T&D]	7,3	7,7	8,1
Trasmissione	1,8	2,0	2,1
Distribuzione e misura	5,5	5,7	6,0
Oneri generali di sistema	14,6	8,3	9,6
di cui A3	12,4	6,4	6,7
Accisa	2,6	3,2	3,1
TOTALE al netto dell'IVA	45,6	51,4	50,2
IVA	6,8	7,7	7,5
TOTALE BOLLETTA	52,5	59,1	57,7
Consumi finali elettrici (TWh)	301,9	313,5	305
Costo medio energia elettrica IVA inclusa [c€/kWh]	17,4	18,9	18,9

7.2.4

Oneri fiscali

Gli oneri fiscali gravanti sull'energia elettrica in Italia sono divisi in accise ed Imposta sul Valore Aggiunto. È bene ricordare che l'accisa è un'imposta che grava sulla quantità dei beni prodotti, a differenza dell'IVA che incide sul valore; infatti l'IVA è espressa in aliquote applicate al valore del prodotto, mentre l'accisa si esprime in termini di aliquote rapportate all'unità di misura del prodotto. Nel caso dell'energia elettrica l'aliquota è rapportata al kWh. Per la valutazione delle accise al 2030 si considera il valore medio del 6% sull'imponibile (calcolato per il periodo 2012-2016) mentre per l'IVA si utilizza il valore medio del 15% (media tra il 10% del settore domestico e il 22% degli altri usi elettrici).

7.2.5**Sintesi della bolletta elettrica nazionale al 2030 negli scenari BASE e SEN**

La Tabella 7.14 riporta l'evoluzione della bolletta elettrica al 2030 negli scenari BASE e SEN confrontata con la situazione del 2017.

Complessivamente la bolletta elettrica nello scenario SEN costerebbe al 2030 1,4 miliardi di euro in meno, rispetto allo scenario BASE, principalmente a causa della minor domanda.

Analizzando il costo unitario dell'energia, invece, il risparmio per l'acquisto di energia legato a un PUN più basso risulta completamente assorbito dall'aumento dei costi di dispacciamento, dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema necessari per garantire l'obiettivo del 55% di FER nel settore elettrico. Il costo specifico risulta quindi quasi uguale tra i due scenari (18,9 c€/kWh) e in leggero aumento rispetto al valore medio del 2017 e degli ultimi anni.

Conclusioni

Dopo l'Accordo di Parigi sul clima (COP21), l'aggiornamento della SEN è stato un passo necessario per dare al Paese un quadro di riferimento strategico di medio-lungo termine in materia di energia che contemplasse le profonde trasformazioni del mercato energetico italiano degli ultimi anni, l'evoluzione del contesto geopolitico internazionale e gli obiettivi europei del *Clean Energy Package*.

Gli scenari e le analisi elaborate da RSE hanno permesso di quantificare e integrare in maniera sinergica e coerente gli indirizzi strategici e gli obiettivi indicati come assi prioritari della Strategia Energetica Nazionale, e propedeutici per il futuro Piano nazionale Energia e Clima.

Efficienza e rinnovabili sono i due principali pilastri su cui si è costruito lo scenario a supporto della SEN. L'analisi di scenario mostra come essi siano interdipendenti e sinergici tra loro ma anche con altre politiche e target. L'efficienza energetica, infatti, con la riduzione di circa 10,2 Mtep al 2030 dei consumi finali rispetto allo scenario BASE, consente di raggiungere sia gli obiettivi di riduzione delle emissioni per i settori ETS e non-ETS (*Effort Sharing Directive* – ESD) e contribuisce trasversalmente agli obiettivi sulle rinnovabili (28,2% dei consumi finali lordi) agendo sul denominatore del target, ma concorre al tempo stesso a garantire maggiore sicurezza di approvvigionamento attraverso la riduzione del fabbisogno energetico.

L'analisi individua importanti opportunità in tutti i settori finali, seppur in misura diversa, per contrarre in modo sostanziale la domanda di energia: la riduzione dei consumi finali è guidata dal settore civile con circa 6,5 Mtep di risparmio energetico al 2030, imputabile principalmente a un forte efficientamento degli usi termici attraverso la riqualificazione energetica degli edifici e la diffusione di pompe di calore. Gli investimenti in efficienza dovranno essere significativi (oltre 100 miliardi di investimenti addizionali rispetto allo scenario BASE) e allo stesso tempo necessiteranno di opportune misure e di uno sforzo superiore a quanto fatto finora.

Anche l'evoluzione delle fonti rinnovabili dovrà accelerare con l'investimento di circa 35 miliardi di euro addizionali, arrivando fino a triplicare i tassi di penetrazione degli ultimi anni per dare il contributo fondamentale all'uso ambientalmente sostenibile dell'energia atteso dalla SEN. Il maggiore contributo rispetto agli obiettivi viene dal settore elettrico, che nello scenario SEN raggiunge i 15 Mtep di generazione da FER. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permettono al settore di coprire il 55% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile.

Significativi risultati anche per le rinnovabili termiche, con uno share del 30% sui consumi termici finali legato principalmente all'incremento della componente rinnovabile delle pompe di calore elettriche. Le rinnovabili nel settore trasporti raggiungono al 2030 il 21% di quota sui consumi del settore: a fare la differenza è il ricorso nello scenario SEN a veicoli alimentati in buona parte in maniera alternativa, dall'elettricità o dai biocarburanti, in particolare biometano.

Lo scenario SEN, così configurato, spinge verso un elevato livello di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale al 2030, in particolare per il settore ETS (-57% di emissioni rispetto al 2005) con risultati ben al di sopra dell'obiettivo previsto per l'Europa (-43%).

L'aumento della quota rinnovabile nello scenario SEN, sostenuta principalmente dallo sviluppo di FER elettriche non programmabili (FRNP) come fotovoltaico ed eolico, ha richiesto una serie di analisi di dettaglio sul sistema elettrico per rilevare le criticità e individuare interventi che permettessero di contenere sufficientemente le criticità evidenziate (ad esempio, conseguendo una riduzione delle *overgeneration* a livelli accettabili).

Di particolare interesse per l'analisi è stata la valutazione della fornitura di servizi di riserva da parte dei sistemi di accumulo e delle FRNP. Le simulazioni hanno mostrato, infatti, che l'inserimento dei nuovi sistemi di accumulo, pur essendo efficace per la riduzione delle *overgeneration*, non va ad aumentare l'energia complessivamente accumulata. Questo significa che, nello scenario analizzato, gran parte delle *overgeneration* sarebbero provocate, in realtà, dalla necessità di tenere acceso un numero minimo di impianti termoelettrici al solo fine di garantire i servizi di riserva che ora sarebbero invece forniti dalle nuove risorse.

Lo studio sull'adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico sardo con l'ipotesi di phase-out totale del carbone è inoltre un caso di assoluto interesse, poiché affronta il tema del "se e come" un sistema elettrico di dimensioni significative (circa 10 TWh/anno di consumi) possa essere gestito con pochissima capacità termoelettrica disponibile. Questa situazione, che si potrebbe verificare nel medio termine in Sardegna, anticipa infatti una problematica che dovrà essere affrontata in misura molto più ampia e generalizzata per il post 2030, se si perseguirà il percorso indicato dalla *road map* europea verso una quasi totale decarbonizzazione del settore elettrico al 2050.

Gli interventi per il sistema elettrico richiederanno grandi investimenti soprattutto nelle reti di trasmissione e di distribuzione, la cui remunerazione in bolletta andrà a contrastare parzialmente la riduzione del prezzo del Mercato del Giorno Prima, rispetto allo scenario

Conclusioni

BASE, determinata dall'incremento della quota di produzione da fonti rinnovabili. Significativo è il potenziamento previsto per le reti di distribuzione (investimenti per circa 28 miliardi di euro cumulati nei prossimi 15 anni) sia per nuove linee, cabine primarie e secondarie, sia per sistemi di controllo e gestione delle reti in un'ottica smart grid.

Occorre, infine, anche un ripensamento delle regole dei mercati elettrici per consentire, ad esempio, la convenienza economica per la partecipazione delle FRNP ai servizi di dispacciamento e per favorire gli investimenti da parte degli operatori per i nuovi sistemi di accumulo.

La SEN, seppur complessa e sfidante, non è un punto di arrivo per la pianificazione energetica italiana, ma il primo fondamentale tassello di un percorso strettamente congiunto con la visione a lungo termine del 2050 definita dall'Europa e con il raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2030, in linea con i traguardi stabiliti nella COP21 di Parigi. Con l'approvazione della SEN è iniziato, infatti, il lavoro per la presentazione alla Commissione Europea entro il 2018 della proposta di Piano integrato nazionale per l'Energia e il Clima (NECP), che, in un'ottica 2030, dovrà indicare obiettivi, politiche e misure per le cinque "dimensioni dell'energia": decarbonizzazione e rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno, innovazione e competitività.

Rispetto alla stesura della Strategia, il contesto europeo è ulteriormente evoluto e gli obiettivi di efficienza e rinnovabili sono diventati ancora più stringenti (dall'iniziale 27% a, rispettivamente, 32,5% e 32% al 2030), per cui sarà necessaria una revisione della visione energetica strategica italiana che la renda ancora più ambiziosa, ponendo obiettivi sfidanti e complessi. Per raggiungerli saranno necessarie policy pubbliche sempre più efficienti ed efficaci e un utilizzo consapevole delle fonti energetiche e delle opzioni tecnologiche, accettando la sfida verso un nuovo modo di concepire il sistema energetico.

Glossario

AEIT	Federazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni
AIEE	Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente
BEV	Battery Electric Vehicle
BOE	Barrel of Oil Equivalent
CCS	Carbon Capture and Storage
CE	Commissione Europea
COP	Conference of Parties della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici
DSO	Distribution System Operators
EED	Energy Efficiency Directive
EMF	Energy Modeling Forum
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ESD	Effort Sharing Decision
ETS	Emissions Trading System: sistema europeo di scambio dei permessi di emissione di CO ₂
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
FER-E	Fonti di Energia Rinnovabile- Elettriche
FER_H&C	Quota di energia da FER per riscaldamento e raffreddamento nei consumi finali lordi
FER_T	Quota di energia da FER per trasporto nei consumi finali lordi
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
FV	Fotovoltaico
GD	Generazione Distribuita
GHG	Greenhouse Gases, gas climalteranti
GIS	Geographic Information Systems
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
HC	Hosting Capacity
HVDC	High Voltage Direct Current
IEA	International Energy Agency
INDC	Intended Nationally Determined Contribution
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto nazionale di statistica

Glossario

LABEN	Laboratorio di Energetica Elettrica
LCA	Life Cycle Assessment
MATTM	Ministero dell'Ambiente e per la Tutela del Territorio e del Mare
MB	Mercato di Bilanciamento
MDF	Movimento per la Decrescita Felice
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
NCV	Net Calorific Value
NECP	National Energy and Climate Plan
OPF	Optimal Power Flow
PAN	Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia
PdCM	Presidenza del Consiglio dei Ministri
PHEV	Plug in Hybrid Electric Vehicle
PIL	Prodotto Interno Lordo
RCPs	Representative greenhouse gas Concentration Pathways
RED	Renewable Energy Directive
RES	Reference Energy System
RSE	Ricerca Sistema Energetico
SEN	Strategia Energetica Nazionale
sMTSIM	Stochastic Medium Term SIMulator
TD	Rete di trasmissione e distribuzione
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TSO	Transmission System Operator
TYNDP	The ENTSO-E 10-year network development plan
V.A.	Valore Aggiunto



RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

RSE promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.