

Phase-out del carbone al 2025

Ipotesi e impatti nello scenario elettrico

Ottobre 2017

ref4e economics
engineering
energy
environment



Titolo Phase-out del carbone al 2025 – Ipotesi e impatti nello scenario elettrico

Contratto n.

Beneficiario finale: WWF Italia

Partner (Nomi):

Versione: Rapporto finale

Versione aggiornata al 15/10/2017

Responsabile del progetto: Virginia Canazza

Approvato: Firma: _____

Data di consegna: _____

Disclaimer

Le opinioni espresse sono esclusivamente quelle di REF-E che svolge in modo autonomo ed indipendente la propria attività di ricerca. Le stime e la documentazione prodotte da REF-E sono destinate esclusivamente all'uso interno e non possono essere distribuite o usate in alcun altro modo senza previa autorizzazione scritta da parte di REF-E. Le informazioni riportate nel presente lavoro sono ritenute dagli autori e da REF-E le migliori possibili. Tuttavia, né gli autori né REF-E garantiscono la accuratezza e la completezza delle informazioni né si assumono alcuna responsabilità sulle eventuali conseguenze derivanti dall'utilizzo delle informazioni riportate.

Disclaimer

The opinions expressed in this report are solely of REF-E, which is independent in developing its work. Data and documentation produced by REF-E are for the exclusive internal use and cannot be distributed or used without previous written authorization by REF-E. The information reported are the best possible according to REF-E and to the authors. Anyway, both REF-E and the authors do not guarantee the accuracy and the completeness of the information reported, and do not assume any responsibility for the consequences deriving from the use of such information.

Sommario

Executive Summary	3
1 Il carbone nel documento di consultazione SEN.....	14
2 Gli obiettivi del lavoro.....	16
3 La Metodologia	16
4 Ricostruzione degli scenari SEN	18
4.1.1 Domanda	18
4.1.2 Domanda alla punta, estiva, invernale.....	18
4.1.3 Sviluppo rinnovabili.....	19
4.1.4 Andamento importazioni	19
4.1.5 Prezzi commodities	20
4.1.6 Prezzi permessi ETS	20
4.1.7 Assunzioni parco impianti termoelettrico negli scenari SEN	21
5 Gli scenari WWF 2025 e RES 2030.....	22
6 La visione nel lungo periodo.....	22
7 Analisi degli scenari.....	22
7.1 Quesito numero 1, l'impatto sui costi.....	22
7.1.1 L'impatto sui prezzi finali	23
7.1.2 I costi complessivi.....	25
7.2 Quesito numero 2, l'impatto in termini di emissioni.....	26
7.3 Quesito numero 3, l'adeguatezza del sistema elettrico.....	27
7.4 Quesito numero 4, la Sardegna	32
7.5 Quesito numero 5, L'infrastruttura a gas esistente	35
7.6 Quesito numero 6, capacità a gas e rischio stranded costs	36
8 Le policy.....	40
9 Conclusione	43

10	Indice dei grafici	45
11	Indice delle tabelle	45
12	ANNEX I assunzioni parco impianti	47

Phase-out del carbone al 2025, ipotesi e impatti nello scenario elettrico

Executive Summary

Nel Giugno 2017 il Ministero dello Sviluppo Economico ed il Ministero dell'Ambiente pubblicano un documento di consultazione di Strategia Energetica Nazionale (SEN). Il testo include diversi scenari di evoluzione del parco impianti a carbone tra cui la possibilità di un *phase-out* per via amministrativa, individuando come possibili date il 2025 o il 2030.

Su richiesta di WWF Italia, REF-E è stata incaricata di costruire, partendo dallo scenario delineato dalla SEN, uno scenario prospettico del mercato elettrico italiano, che permetta il *phase-out* della generazione nazionale a carbone al 2025, riducendo i nuovi investimenti in infrastrutture di combustibili fossili in maniera da garantire un sistema di generazione elettrico compatibile agli obiettivi climatici di lungo periodo. Lo scenario WWF 2025 condivide con il documento di consultazione della SEN le variabili di fondo del sistema elettrico, ma si differenzia da questo nelle ipotesi di sviluppo di capacità di generazione, accumuli e partecipazione della domanda a seguito dell'ipotesi di *phase-out* del carbone.

Elementi chiave inclusi nella costruzione dello scenario WWF 2025:

- completo *phase-out* della capacità a carbone nel 2025
- il contributo delle fonti rinnovabili alla copertura del consumo interno lordo elettrico del 49% al 2025, corrispondente a un obiettivo del 55% al 2030
- la realizzazione di 1,000 MW di accumuli al 2025 di cui 250 MW in Sardegna
- la partecipazione della domanda ai mercati elettrici per l'acquisizione di risorse di *Demand Side Management (DSM)*
- nessuna nuova realizzazione di capacità di generazione termoelettrica in sostituzione della capacità a carbone dismessa.
- la realizzazione del programma di potenziamento della rete come previsto nel piano 2015-2025 di Terna.
- Il potenziamento della connessione Sardegna/continente con cavo da 1,000 MW

La simulazione dello scenario e la valutazione degli indici adeguatezza del sistema, intesa come la capacità del sistema di generazione e di trasmissione di coprire la domanda con adeguati margini di affidabilità in tutte le potenziali condizioni che si possono verificare, sono stati effettuati attraverso l'impiego delle funzionalità del modello Elfo++¹.

¹ Elfo++ è il modello proprietario di REF-E per la simulazione e l'analisi del dispacciamento ottimo del sistema elettrico italiano. La versatilità del modello deterministico consente svariate applicazioni della simulazione del mercato elettrico basata sui fondamentali: la previsione del prezzo all'ingrosso, l'ottimizzazione del dispacciamento di sistema delle risorse di generazione, la previsione dei volumi dei servizi di riserva. La versione stocastica di Elfo++, inoltre, a fronte di una certa aleatorietà dei *driver* sottostanti, permette la valutazione della rischiosità dello scenario utilizzando indici statistici mirati ad analizzare la sostenibilità dello scenario da punto di vista dell'adeguatezza del sistema esaminato.

Dall'analisi dello scenario WWF 2025 sono emerse le seguenti evidenze:

1. L'impatto sui prezzi finali dell'energia elettrica sarebbe limitato al 2025 con un incremento dei prezzi stimabile tra lo 0.8% e il 2.1%². Tale impatto è calcolato traslando sulle tariffe finali il maggior costo di generazione del settore termoelettrico valutato in circa il 5% al 2025 rispetto allo scenario inerziale delineato nel documento di consultazione della SEN. L'incremento dei costi è limitato al 2025. Negli anni successivi, l'effetto combinato delle previsioni di prezzo dei permessi di emissione ai sensi della direttiva sull'*Emission Trading* e la maggiore penetrazione delle fonti rinnovabile annullano il differenziale sul costo di generazione termoelettrico tra gli scenari.
2. A fronte dell'impatto sui prezzi nel breve periodo, lo scenario WWF determina una riduzione del costo complessivo degli approvvigionamenti fossili e di copertura dei diritti di emissione a circa 0.6 miliardi di €/anno al 2025 e 1 miliardo di €/anno al 2030. Il costo di investimento in nuova capacità rinnovabile, la cui vita utile è di 20 anni circa, è stimato in 15-20 miliardi per un investimento annuale di 1.25 - 1.7 miliardi di €/anno nel periodo 2018-2030. Lo scenario WWF inoltre prevede minori costi di sviluppo di capacità a gas pari a 2 miliardi di €/comprensivi di 3,000 MW di ciclo combinato e infrastruttura gas in Sardegna, e un minore costo per 5 miliardi di euro per la minore previsione di capacità di accumulo. Lo scenario quindi permette di trovare parte delle risorse di finanziamento dalla riduzione dei costi legati ai combustibili fossili e relative emissioni. Inoltre grazie agli investimenti nelle rinnovabili permetterebbe maggiori opportunità occupazionali in grado di compensare le chiusure delle centrali a carbone.
3. La riduzione delle emissioni climalteranti nell'ipotesi di *phase-out* al 2025 dello scenario WWF è stimata nell'ordine di 20 MtCO₂ anno per il 2025. Al 2030 la riduzione è stimata in 17 MtCO₂. Il risparmio complessivo dell'operazione di *phase-out* è stimato in circa 100 MtCO₂ nel periodo 2025-2030. Il risparmio in termini economici del mancato acquisto di permessi di emissione, assumendo un costo medio nel periodo di 25 €/tCO₂ è stimabile quindi in circa 2.5 miliardi di euro. Al 2040 le emissioni dal parco carbone dello scenario inerziale sono stimate in 2.5 MtCO₂. Ipotesi di *phase-out* dopo il 2030 risultano pertanto poco significative in termini di riduzione delle emissioni. Il *phase-out* anticipato al 2025 rispetto al 2030 permette un contributo più significativo nel ridurre l'accumulo di CO₂ in atmosfera, non solo nel prevedere la chiusura anticipata delle centrali a carbone di 5 anni, ma in misura più rilevante per avere evitato le emissioni dei 5 anni in cui è previsto un maggiore volume di emissione delle centrali stesse.
4. Per quanto riguarda le implicazioni in termini di adeguatezza del sistema elettrico lo scenario WWF 2025 non pone problematiche significative. Benché sia riscontrabile una riduzione degli indici di adeguatezza sui parametri di LOLE e LOLP, gli standard rientrano all'interno dei parametri previsti dagli operatori europei. Inoltre la previsione di partecipazione della domanda ai mercati elettrici e di piena implementazione del coordinamento dei mercati di bilanciamento a livello europeo, permette la garanzia di standard adeguati.
5. Nello specifico degli approvvigionamenti della Sardegna lo scenario prevede la copertura del fabbisogno dell'isola con un incremento dei contributi da fonti rinnovabili, il potenziamento dei collegamenti con il continente e l'installazione di almeno 250 MW degli accumuli previsti

² Il *range* è definito dall'impatto minimo previsto nel settore domestico e l'impatto massimo nel settore non domestico prendendo come base per il calcolo dell'incremento l'ipotesi di 22 €cent/kWh il settore domestico e 16 €cent/kWh il settore non domestico.

a livello nazionale (1 GW). Lo scenario non contempla il ricorso a centrali a gas naturale e lo sviluppo della relativa infrastruttura. Nelle simulazioni la Sardegna conferma un saldo positivo di export sostituendo il carbone con apporti di energia rinnovabile. Non vengono riscontrate problematiche relative all'adeguatezza a livello zonale. Per quanto riguarda la sicurezza a livello locale, questa andrà assicurata con degli studi specifici e dei provvedimenti mirati a gestire l'attuale essenzialità della centrale di Fiumesanto.

Il maggiore rischio nella realizzazione dello scenario è identificabile nella mancata formulazione delle *policy* concrete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, gli accumuli e la partecipazione della domanda nei mercati elettrici di cui si riscontra un *gap* tra gli obiettivi enunciati dal documento di consultazione della SEN e la proposta legislativa corrente.

Il lavoro specifico sullo scenario WWF 2025 è stato quindi integrato con lo sviluppo e l'analisi comparata di altri quattro scenari:

1. SEN inerziale: tutte le ipotesi sottostanti (domanda, carico alla punta, importazioni, prezzi *commodity*, raggiungimento del 50% di rinnovabili, 5,000 MW di accumuli, nuovi impianti a gas per 1000 MW etc) coincidono con le assunzioni contenute nella SEN.
2. SEN 2030: è previsto il completo ritiro per via amministrativa della capacità a carbone a tale data e, conformemente al documento di consultazione si prevede la realizzazione di 2000 MW aggiuntivi di impianti a gas naturale, di cui 500 MW, nonché lo sviluppo della relativa rete infrastrutturale gas, in Sardegna e la realizzazione di un elettrodotto Sardegna-continente per 1,000 MW.
3. SEN 2025: il ritiro della capacità a carbone è anticipato al 2025. I contributi percentuali delle rinnovabili e lo sviluppo della capacità di accumulo risultano inferiori al 2030 assumendo una crescita lineare per gli obiettivi SEN fissati al 2030.
4. RES 2030: completo ritiro della capacità a carbone e nessuna realizzazione di nuova capacità a gas naturale in sostituzione della capacità a carbone uscente; si assume una penetrazione delle rinnovabili al 55%, la partecipazione della domanda ai mercati elettrici per il ricorso a risorse di *Demand Side Management* (DSM), il coordinamento dei mercati per il bilanciamento a livello europeo, e si riduce, rispetto agli scenari SEN, la disponibilità di capacità di accumulo a 2,000 MW anziché 5,000 MW; non è previsto lo sviluppo di infrastruttura gas in Sardegna.

Nel confronto fra i casi di studio si è cercato di privilegiare l'adozione di variabili comuni a tutti gli scenari per i fondamentali del sistema elettrico in modo da potere più chiaramente attribuire le differenze negli esiti delle simulazioni alle diverse assunzioni di evoluzione del parco di generazione.

La **Tabella 1** riassume le variabili comuni agli scenari.

Tabella 1 - Input dei 5 scenari variabili comuni agli scenari

	Assunzione	2025	2030	2040	2050
Domanda (TWh)	+ 0.40% annuo	333.2	339.9	356.1	376
Domanda alla punta (MW)	come da Terna/SEN	53,570	64,000	65,300	67,615
Saldo import (TWh)	SEN	36.5	23.3	22	19.8
Infrastruttura rete	Tutti i progetti del piano di sviluppo Terna portati a termine		Rinforzi previsti per soluzione maggiori congestioni		
Prezzi commodities	In linea con ipotesi SEN				
Prezzo ETS	In linea con ipotesi SEN				
Fonte: elaborazioni REF-E					

Nella **Tabella 2** vengono riassunte le ipotesi relative al parco impianti e acculi.

Tabella 2 - Input dei 5 scenari variabili specifiche ai singoli scenari

	2025	2030	2040	2050
SEN inerziale	6,900 MW a carbone	Torrevaldaliga Brindisi Sulcis Fiume Santo per un totale di 5,500 MW +1,000 MW di ciclo combinato Rinnovabili al 50%	Torrevaldaliga, Fiume Santo, Sulcis per un totale di 2,900 MW Rinnovabili al 62%	Nessuna capacità residuale a carbone Rinnovabili al 80%
SEN 2025	Nessuna capacità a carbone +3,000 MW di ciclo combinato +2,000 MW di accumuli +1,000 MW di cavo Sardegna Rinnovabili al 45%			
SEN 2030	6,900 MW a carbone	Nessuna capacità a carbone +3,000 MW di ciclo combinato +5,000 MW di accumuli +1,000 MW di cavo Sardegna Rinnovabili al 50%		
WWF 2025	Nessuna capacità a carbone Nessuna nuova capacità a gas +1,000 MW di accumuli di cui 250 in sardegna +1,000 MW di cavo per la Sardegna Rinnovabili al 49% Partecipazione della domanda			
RES 2030		Nessuna capacità a carbone Nessuna nuova capacità a gas +2,000 MW di accumuli di cui 500 in Sardegna +1,000 MW di cavo per la Sardegna Rinnovabili al 55% Partecipazione della domanda		
Fonte: elaborazioni REF-E				

Fino al 2025 tutti gli scenari integrano tutti gli sviluppi di rete previsti nel Piano di Sviluppo 2017 di Terna. Dal 2025 il modello ipotizza progressivi rinforzi della rete continentale per giungere alla soluzione delle maggiori congestioni al 2030.

Il lavoro è stato organizzato per rispondere, attraverso il confronto degli scenari ai seguenti quesiti:

Quali sono gli impatti economici del phase-out a carbone sia in termini di prezzi finali dell'energia che in termini di costi complessivi del sistema? Quale l'investimento aggiuntivo in fonti rinnovabili nello scenario proposto dal WWF?

Negli scenari 2025 il ritiro della capacità a carbone determina una ricaduta sui prezzi finali stimabile tra lo 0.8 e il 2.1% nei diversi scenari dovuto a un maggiore costo di produzione del comparto termoelettrico compreso tra il 5-7%. Già dal 2026 il differenziale tra gli scenari si riduce per convergere, come sopra esposto, a una sostanziale parità al 2030.

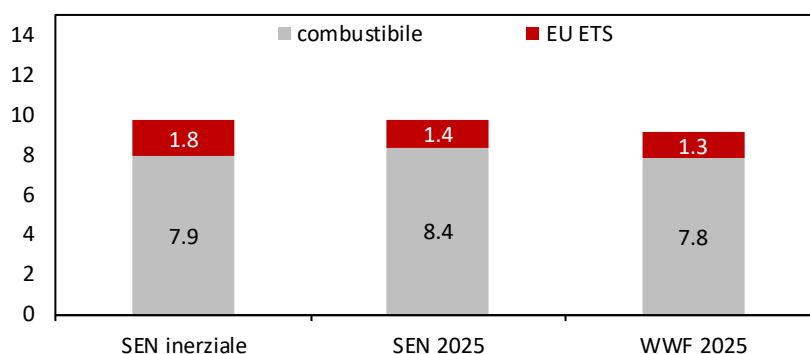
Tabella 3 - Costo medio del sistema €/MWh al 2025

	2025 €/MWh	Ore in cui la domanda è soddisfatta dalle rinnovabili al 100%
SEN inerziale	63.1	0
SEN 2025	67.4	18
WWF 2025	66.5	146

Fonte: elaborazioni REF-E

Al 2025 i risparmi dello scenario WWF, rispetto alla versione SEN, sono stimati a 0.6 miliardi di €/anno, tali risparmi salgono a circa 1 miliardo di €/anno al 2030. È confermata la sostanziale equivalenza in termini di costo complessivo per il sistema degli scenari SEN inerziale e SEN 2030 e la diversa spartizione dei costi tra acquisto di combustibili fossili e quote d'emissione.

Grafico 1 - Costo complessivo della generazione termoelettrica, combustibile ed Emission Trading 2025 (Miliardi €/anno)



Fonte: simulazioni Elfo++

Gli scenari al 2030 non mostrano un impatto significativo del phase-out sulla formazione dei prezzi nel mercato elettrico. Le ipotesi di prezzo dei permessi di emissione nel meccanismo di Emission Trading (ETS) annullano al 2030 la convenienza della generazione a carbone.

Le simulazioni dello scenario SEN 2030 portano un costo di generazione superiore dello 0.8% rispetto allo scenario inerziale con un impatto sui prezzi finali stimabile tra lo 0.1 - 0.2%. Lo scenario RES 2030, vede una riduzione del costo di generazione, grazie al maggiore contributo delle fonti rinnovabili alla definizione del prezzo marginale sul mercato elettrico.

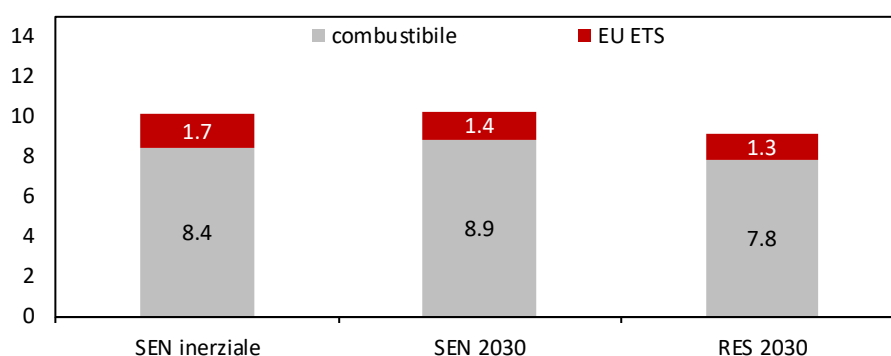
Tabella 4 - Costo medio del sistema €/MWh al 2030

	2030	Ore in cui la domanda è soddisfatta dalle rinnovabili al 100%
SEN inerziale	64	302
SEN 2030	64.5	327
RES 2030	63.6	499

Fonte: elaborazioni REF-E

Per quanto riguarda i costi complessivi del sistema lo scenario RES 2030 determina una riduzione dei costi per combustibili e acquisto di quote ETS di circa 1 miliardo di €/anno. Gli scenari SEN inerziale e SEN2030 risultano sostanzialmente equivalenti in termini di costo complessivo con la differenza che lo scenario SEN inerziale è più costoso in termini di acquisto quote ETS.

Grafico 2 - Costo complessivo della generazione termoelettrica, combustibile ed Emission Trading 2030 (Miliardi €/anno)



Fonte: simulazioni Elfo++

A fronte dei risparmi conseguiti nel settore termoelettrico lo scenario WWF prevede maggiori investimenti nel periodo 2018-2030 in fonti rinnovabili per un totale di circa 15-20 miliardi di euro ovvero un costo annuale di 1.25 - 1.7 miliardi di euro.

Quali sono i volumi di emissioni di CO2 del parco impianti nelle diverse ipotesi?

Al 2025 il *phase-out* degli impianti a carbone determina dei tagli delle emissioni di CO2 nell'ordine di 17-20 MtCO2 rispetto allo scenario inerziale, mentre al 2030 le riduzioni sono stimate a 12-17 MtCO2 (**Tabella 7**).

Nel 2030 l'impatto in termini di riduzione delle emissioni è maggiormente contenuto grazie all'effetto combinato sullo scenario SEN inerziale del ritiro di significative unità a carbone e dall'incremento del valore della quota di ETS che di fatto riduce la convenienza relativa del carbone rispetto al gas naturale.

Quindi nel lungo periodo lo scenario SEN inerziale finisce per convergere sugli scenari di *phase-out*. Al 2040 le emissioni attese dal parco carbone sono di 2.5 MtCO₂ e il *phase-out* rappresenterebbe un'opzione di impatto pressoché nullo in termini di riduzione delle emissioni.

Il *phase-out* anticipato al 2025 permette pertanto un contributo più significativo a ridurre l'accumulo di CO₂ in atmosfera. Tale risultato è particolarmente significativo in applicazione dell'accordo di Parigi alla COP21 in base al quale le politiche per la salvaguardia del clima si devono impegnare a conseguire una diminuzione complessiva degli accumuli di emissione climalteranti anticipando il prima possibile il picco di emissioni a livello globale.

Tabella 5 - Emissioni attese al 2025 e 2030 nello scenario inerziale e risparmi annui conseguiti dalle ipotesi di *phase-out* (MtCO₂)

	2025	2030
SEN inerziale	69.7	63.4
SEN senza carbone	-17	-11.8
WWF senza carbone	-20	-17.2

Fonte: elaborazioni REF-E

Tutti gli scenari osservati vedono le emissioni del parco termoelettrico italiano comunque allineate agli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030, richieste dalla Commissione Europea nella misura del -43% rispetto al 1990.

Quali sono le implicazioni in termini di adeguatezza del sistema elettrico nell'analisi delle diverse ipotesi?

La valutazione dell'adeguatezza del sistema elettrico è condotta mediante l'applicazione stocastica del modello Elfo++ per il calcolo del valore degli indici LOLE e LOLP.

- Il valore di LOLE (*loss of load expectation*), rappresenta il numero di ore per anno in cui è statisticamente previsto che la capacità non soddisfi i possibili carichi.
- Il valore di LOLP (*loss of load probability*) invece restituisce per ciascuna ora rilevante della simulazione (ad esempio le 300 ore in cui sono previsti i carichi annuali maggiori) una probabilità di distacco dei carichi a seguito della molteplice combinazione di eventi nel sistema elettrico (in termini di disponibilità di fonti rinnovabili, disponibilità del parco di generazione termico e variabilità della domanda)

Per la valutazione dell'adeguatezza del sistema nei diversi scenari vengono eseguite diverse simulazioni in cui, alle variabili sino a qui considerate viene aggiunta la possibilità di limitare il range di scostamento della disponibilità delle fonti rinnovabili rispetto alla disponibilità storica delle stesse. A tale proposito le simulazioni stocastiche per il calcolo di LOLE e LOLP vengono effettuate con degli scarti rispetto ai valori storici del 30%, decrescenti al 25%, 20%, 15% e 10%.

Gli scenari di *phase-out* non mostrano particolari problemi di adeguatezza dei sistemi elettrici. Tutti gli scenari al 2030 mostrano valori di LOLE compresi a standard accettabili di adeguatezza (entro le 3 ore all'anno³). Lo scenario WWF 2025 mostra le maggiori criticità con valori LOLE di circa 7 ore negli scenari peggiori. Tali rischi sono gestiti dall'acquisto di risorse di DSM in grado

³ In linea di massima sono da considerare adeguati valori di LOLE inferiori alle 3ore anno, o comunque compresi tra le 3 e le 8 ore anno (*Commission Staff Working Document, 13.4.2016 SWD(2016) 119 final, p. 58*). La Francia ha adottato come standard un LOLE di 3 ore, altri paesi come Portogallo e Irlanda hanno adottato un LOLE di 8 ore.

di compensare grazie al contributo della domanda e delle risorse di bilanciamento potenzialmente provenienti da altri paesi le eventuali carenze di offerta disponibile.

Tabella 6 - Stima del LOLE nei diversi scenari in funzione delle diverse ipotesi relative al range di aleatorietà delle FER

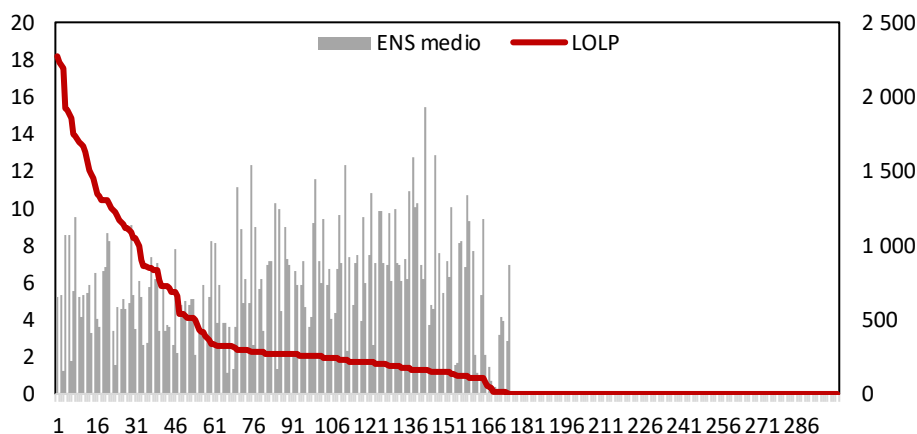
	Versione SEN	LOLE
SEN inerziale	+5 GW accumuli (assimilati con i pompaggi) +1 GW di CCGT/OCGT	0.065
SEN 2030	+5 GW accumuli (assimilati con i pompaggi) +3 GW di CCGT/OCGT +1 GW SAR>continente	0.00624
	+2 GW accumuli (assimilati con i pompaggi) +3 GW CCGT/OCGT +1 GW SAR>continente	3.6
SEN 2025	Stesse assunzioni, riduzione del range del 5%	3.1
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 10%	2.8
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 15%	2.5
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 20%	2.4
	+2 GW accumuli di cui 0.5GW in SAR	0.3
RES 2030	+1 GW SAR>continent. 55% FER	
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 10%	0.0052
	+1 GW accumulo di cui 0.25 GW in SAR +1 GW SAR>continente	7.1
WWF 2025	Stesse assunzioni, riduzione del range del 5%	5.9
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 10%	5.0
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 15%	4.3
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 20%	3.7

Fonte: elaborazioni REF-E

Negli scenari di *phase-out* al 2025, il reperimento di capacità attraverso gli strumenti di DSM e risorse di bilanciamento a livello coordinato europeo, sarà sufficiente per garantire l'adeguatezza del sistema (LOLE nel range ipotizzato).

Nello specifico, l'acquisto di 1,000 MW di potenza attraverso DSM per circa 150 ore anno permette di annullare i rischi di inadeguatezza del sistema nello scenario SEN 2025, mentre diventano 1,500 MW per circa 180 ore all'anno nello scenario WWF.

Grafico 3 - LOLP e distacco medio orario WWF 2025 (%sx, MWdx)



Fonte: elaborazioni REF-E

L'analisi degli scenari ha affrontato il tema dell'adeguatezza del sistema a livello zonale. Per quanto riguarda la garanzia della sicurezza del sistema a livello locale, questa andrà gestita con degli studi per l'identificazione delle diverse opzioni volte a garantire l'essenzialità delle centrali di Brindisi Sud e Fiumesanto.

Rispetto ai consumi e ai picchi di domanda invernale di gas, gli scenari elaborati sono compatibili con la capacità delle infrastrutture esistenti?

L'attuale infrastruttura gas risulta adeguata a soddisfare, per tutti gli scenari elaborati, le stime di consumo di gas naturale sia nei volumi annuali che nella domanda di picco delle centrali termoelettriche. Il *phase-out* del carbone e il conseguente incremento dei consumi gas negli scenari SEN 2025 e SEN 2030 non mostrano incrementi dei consumi di gas per cui si renda necessario un'estensione o potenziamento dell'infrastruttura esistente.

Il bilancio energetico della Sardegna implica necessariamente lo sviluppo di generazione termoelettrica fossile?

Lo scenario WWF 2025 e RES 2030 permettono di soddisfare il fabbisogno elettrico della Sardegna senza problemi di adeguatezza a livello zonale. In entrambi gli scenari la Sardegna presenta un saldo positivo di export verso il continente sostituendo le attuali quote di carbone con apporti rinnovabili. Gli scenari SEN inerziale, SEN 2025 e SEN 2030, contestualmente alle previsioni di incremento della generazione da fonti rinnovabili, determinano un incremento dell'export della Sardegna verso il continente. Stando alle simulazioni effettuate la realizzazione di infrastruttura a gas, in presenza di capacità di accumulo e di potenziamento della connessione con il continente con cavo da 1,000 MW, non si configura come un provvedimento essenziale all'adeguatezza del sistema elettrico. Rimangono da verificare nel dettaglio le soluzioni per garantire le condizioni di sicurezza della rete a livello locale attraverso uno studio di dettaglio delle variabili locali non oggetto del report.

La sostituzione dell'attuale capacità a carbone nel 2030 o 2025 come da scenari SEN è compatibile con gli obiettivi di lungo periodo di riduzione delle emissioni di CO2 o si intravede il rischio di lock-in in capacità termica con conseguente rischio di stranded costs?

Il quesito valuta la possibilità che la capacità a gas sviluppata negli scenari SEN 2030 e SEN 2025 in sostituzione della capacità a carbone possa generare *stranded cost* nel lungo periodo in quanto non compatibile con gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2040-2050.

Non si intravedono rischi per quanto riguarda l'incompatibilità della nuova capacità a gas sviluppata in sostituzione della capacità a carbone, nelle quantità ipotizzate dalla SEN, rispetto agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO2 nel lungo periodo. In tutti gli scenari l'evoluzione della capacità termoelettrica a gas al 2030 risulta comunque inferiore alla capacità dell'attuale parco impianti. Pertanto, si può prevedere come lo sviluppo di capacità addizionale possa avvenire utilizzando siti esistenti senza la necessità di sviluppare progetti *green field*, in aree a oggi non interessate da infrastrutture energetiche.

La capacità sviluppata entro il 2030 per la sostituzione degli impianti a carbone troverebbe spazio nell'evoluzione del parco termoelettrico italiano, nel rispetto degli obiettivi ambientali di lungo periodo (-60% al 2040, -85% al 2050). Il ritiro di capacità negli anni a venire degli impianti entrati in esercizio nel costo degli anni 2000 è più che sufficiente a liberare spazio per la nuova capacità.

Le policies

Il provvedimento di *phase-out* non necessita l'elaborazione di particolari meccanismi di *policy*. La formula più semplice per conseguire il *phase-out* consiste nell'introduzione di uno standard di emissione di CO₂ per kWh prodotto. Ad esempio, come per gli altri inquinanti, è possibile l'introduzione di un limite di emissione per kWh prodotto (450gCO₂/kWh) che di fatto non permetta l'esercizio di centrali a carbone. Il *phase-out* è in discussione in diversi Paesi, europei e non. La maggiore differenza negli approcci di *policy* riguardano le date per il *phase-out* completo (solitamente 2025-2030, Francia 2022), l'eventuale introduzione di compensazioni economiche per gli operatori e la sovrapposizione al *phase-out* di meccanismi fiscali di tipo *carbon floor price (cfp)* a complemento del sistema di Emission Trading.

In diversi Paesi il dibattito sulle compensazioni ha sollevato il dubbio relativo alla legittimità a riconoscere compensazioni per impianti entrati in esercizio dopo il 1994, data dell'entrata in forza della United Nations Framework Convention on Climate Change. L'argomento tende a considerare lo sviluppo di infrastrutture a carbone dopo tale data come un investimento in un settore in cui era prevedibile o comunque possibile un intervento legislativo restrittivo.

Il *carbon floor price* consiste nell'introduzione di un costo minimo per gli operatori da associare alle emissioni di CO₂. Il meccanismo serve ad integrare il valore dei diritti di emissione ai sensi della direttiva di Emission Trading (ETS). Con l'introduzione del *cfp* i produttori sono chiamati a pagare, in base al volume di emissioni, la differenza tra il valore minimo fissato per legge ed il valore di mercato dei permessi ETS⁴. Con l'introduzione di un *floor price* la regolazione assicura che il mercato elettrico riceva un adeguato segnale di prezzo sulle emissioni climalteranti indipendentemente dal valore di mercato della quota ETS.

Il *carbon floor price* è stato introdotto nel Regno Unito nel 2013 ed è di probabile introduzione in Olanda a partire dal 2020. *Phase-out* e *carbon floor price*, come illustrano il caso inglese ed olandese, sono policy complementari. Nell'esempio inglese la strategia energetica prevede che l'introduzione del *cfp* determini un'uscita delle centrali a carbone per motivi economici già al 2022, tuttavia il legislatore, per assicurarsi che altre variabili economiche non permettano di raggiungere l'obiettivo di policy, sta pensando di confermare il *phase-out* amministrativo al 2025. Nel caso Olandese il *cfp* dovrebbe essere introdotto al 2020⁵ ed il *phase-out* al 2030⁶. La presenza di un *cfp*, che ha come obiettivo la riduzione della convenienza della generazione a carbone, limita la possibilità o comunque il valore delle compensazioni per gli operatori dal momento che riduce il valore degli investimenti delle centrali. Questo aspetto è particolarmente

⁴ Ad esempio se il valore fissato dal carbon floor price per l'anno 2018 è di 20 €/tCO₂ e il valore dell'ETS è di 8 €/tCO₂ l'operatore elettrico è chiamato a pagare la differenza di 12 euro per ogni tonnellata di CO₂ emesso. Qualora il valore della quota ETS fosse di 20€ o superiore l'operatore non dovrà pagare alcuna differenza.

⁵ È ipotizzato un *carbon floor price* di 18 €/tCO₂ al 2020 crescente a 43 €/tCO₂ al 2030.

⁶ Tempi, valori del *phase-out* e del *carbon floor price* sono definiti dall'accordo di Governo Olandese del 10 ottobre 2017; <https://www.kabinetformatie2017.nl/documenten/publicaties/2017/10/10/regeerakkoord-vertrouwen-in-de-toekomst>.

rilevante in Olanda dove le centrali che saranno oggetto di *phase-out* sono entrate in esercizio nel 2015.

Infine la maggiore fragilità riscontrata nella presentazione dei diversi scenari del lavoro consiste nella mancanza, a oggi, di strumenti di *policy* che garantiscano lo sviluppo delle fonti rinnovabili e la realizzazione degli accumuli nelle quantità e nei termini delineati dalla SEN.

Conclusioni

Il documento di consultazione della SEN ha introdotto la possibilità di un *phase-out* della generazione a carbone nel 2030 o nel 2025. REF-E ha sviluppato uno scenario di *phase-out* completo dal carbone al 2025 per conto di WWF. Lo scenario è caratterizzato dall'uscita del carbone senza l'entrata di nuova capacità termoelettrica a gas in sostituzione. Lo scenario WWF 2025 si basa su un maggiore apporto di fonti rinnovabili, la partecipazione della domanda ai mercati elettrici e il ricorso agli accumuli.

Lo scenario WWF 2025 è quindi confrontato con altri possibili scenari che contemplino il ritiro del carbone al 2030 attraverso un incremento della capacità a gas (SEN 2030) o della generazione rinnovabile (RES 2030), che anticipino il ritiro al 2025 con sostituzione con nuovi impianti a gas (SEN 2025) o che non intervengano nell'anticipare il ritiro delle centrali a carbone (SEN inerziale).

Lo scenario WWF 2025:

- registra un impatto sulle tariffe elettriche finali rispetto allo scenario SEN inerziale compreso tra lo 0.8 e il 2.1% limitato al 2025.
- Riduce l'impatto sulle tariffe già al 2026 e annulla le differenze al 2030 rispetto allo scenario che non prevede l'uscita del carbone.
- Determina un risparmio di circa 0.6 miliardi di euro al 2025 in termini di minore consumo di combustibili fossili ed acquisto di permessi di emissione.
- Determina un risparmio di circa 1 miliardo di euro al 2030 in termini di minore consumo di combustibili fossili ed acquisto di permessi di emissione.
- Prevede un investimento di circa 1.25-1.7 miliardi di €/anno in maggiore capacità di fonti rinnovabili.
- Permette di indirizzare risorse economiche oggi destinate all'acquisto di combustibili fossili e annullamento dei diritti di emissione al finanziamento delle fonti rinnovabili con potenziali ricadute positive in termini occupazionali.
- Permette di ridurre le emissioni climateranti per circa 100 MtCO₂ nel periodo 2025-2030 rispetto al *phase-out* al 2030 o allo scenario SEN inerziale. Nello specifico determina una riduzione di 20 MtCO₂ al 2025 e di 17 MtCO₂ al 2030 anno.
- Permette di tagliare le emissioni nel periodo in cui è previsto il volume massimo di emissioni da parte degli impianti a carbone..
- Non prevede l'insorgere di rischi nell'adeguatezza del sistema elettrico grazie alla partecipazione della domanda ai mercati elettrici e all'implementazione del coordinamento dei mercati di bilanciamento a livello europeo.
- Prevede che la capacità a carbone in Sardegna possa essere sostituita senza il ricorso allo sviluppo di una nuova infrastruttura a gas.

Le maggiori evidenze negli alti scenari sono:

- in nessuno scenario di *phase-out* del carbone al 2025 e 2030 sono previsti particolari implicazioni in termini di adeguatezza del sistema
- in tutti gli scenari l'attuale infrastruttura di trasporto e stoccaggio gas esistente è adeguata ai volumi di generazione a gas previsti
- la sostituzione delle centrali a carbone con capacità a gas, nei termini delineati nel documento di consultazione della SEN, non rischia di introdurre nuovi *stranded cost* per incompatibilità dell'infrastruttura con gli obiettivi ambientali di lungo periodo

Rispetto alle *policy* il lavoro sottolinea come

- L'opzione di policy di *phase-out* possa essere integrata dall'introduzione di un meccanismo di *carbon floor price* come previsto nel Regno Unito e come di prossima adozione in Olanda.
- lo sviluppo di fonti rinnovabili e accumuli nei tempi e nelle quantità previste dalla SEN chiede la definizione di politiche coerenti con gli obiettivi a oggi non ancora adottate.

1 Il carbone nel documento di consultazione SEN

Nel Giugno 2017 il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente pubblicano un documento di consultazione di Strategia Energetica Nazionale (di seguito nel testo SEN). Il testo include diversi scenari di evoluzione del parco impianti a carbone tra cui la possibilità di un *phase-out* per via amministrativa, individuando come possibili date il 2025 o il 2030.

I diversi scenari di evoluzione della capacità esistente di generazione a carbone secondo la SEN, circa 8,000 MW⁷, sono:

- una prima opzione, definita scenario *inerziale*, deriva dall'evoluzione attesa del parco impianti in base al raggiungimento della vita utile degli impianti. In tale scenario al 2030 la SEN prevede un'uscita di circa 2,000 MW di capacità a carbone
- una seconda opzione, definita *parziale*, aggiunge il decommissionamento di Brindisi Sud entro il 2030, con una riduzione di ulteriori 2,640 MW rispetto allo scenario inerziale. La fattibilità dello scenario è legata al superamento di vincoli di rete nel polo di Brindisi dove attualmente la centrale è considerata unità indispensabile al sistema elettrico. Rimarrebbero operative le centrali di Torrevaldaliga Nord, Fiumesanto e Sulcis in Sardegna⁸. Lo scenario prevede la realizzazione di 500MW di impianti a gas in aggiunta allo scenario *inerziale*
- il terzo scenario della SEN, definito *completo* prevede il totale *phase-out* delle centrali a carbone. Lo scenario elenca una serie di investimenti aggiuntivi, necessari ad accompagnare il *phase-out*, tra cui lo sviluppo di infrastruttura a gas e la realizzazione di 1,000 MW di

⁷ Il *database* di REF-E sul parco impianti nazionale, come riportato nell'*Annex I*, elenca 21 unità a carbone, in 9 centrali elettriche per una potenza complessiva di 7,820 MW, di cui alcune unità tuttavia risultano già indisponibili nel 2019 pur non ancora decommissionate. Nell'*Annex I* sono riportati i dettagli delle centrali e le assunzioni di decommissionamento dello scenario base.

⁸ Nella Figura 45 della SEN viene riportata una potenza di 590 MW per la centrale Sulcis. Stando al *database* REF-E la centrale Sulcis è composta da 2 unità di 225 MW e 340 MW di cui solo quest'ultima unità risulterebbe operativa al 2030.

elettrodotto tra il Continente e la Sardegna, nonché la realizzazione di ulteriori 1,400 MW di cicli combinati di cui 400 MW da localizzare in Sardegna

- le possibili tempistiche contemplate per il *phase-out* sono il 2025 e il 2030.

Gli scenari sono accompagnati da una stima dei costi d'investimento.

- Lo scenario *inerziale* prevede un costo complessivo compreso tra 16.8 e 19.1 miliardi di euro di cui:
 - 8.8 - 9 miliardi di euro per investimenti in infrastruttura di rete, principalmente associati a una penetrazione delle fonti rinnovabili stimata al 50% al 2030
 - 7.5 – 9.5 miliardi di euro per investimenti in risorse di flessibilità compreso l'aumento della capacità di pompaggi idroelettrici e accumuli elettrochimici
 - 0.5 – 0.6 miliardi di euro per ulteriore capacità di generazione a gas.
- Lo scenario *parziale* prevede un costo aggiuntivo di 0.3 miliardi di euro per la realizzazione di 500 MW di nuova capacità di generazione a gas.
- Quindi l'ipotesi di *phase-out* completo prevede un costo aggiuntivo di 2.3 - 2.7 miliardi di euro. Tali costi sono associati alle voci di: investimenti nella rete 1.1 - 1.4 miliardi di euro per la realizzazione di un ulteriore elettrodotto di collegamento con la Sardegna e ulteriori infrastrutture di rete nell'Isola, 0.7 - 0.8 miliardi di euro per 1,400 MW di nuova capacità a ciclo combinato e 0.5 miliardi di euro per la realizzazione di infrastrutture a gas in Sardegna.

Gli scenari *inerziale* e *parziale* descrivono di fatto l'evoluzione del parco impianti termoelettrico senza interventi specifici nel settore della generazione a carbone. I costi associati a questi scenari non sono da imputare alla chiusura delle centrali a carbone ma principalmente agli investimenti per adeguare le infrastrutture di rete e la sicurezza del sistema a fronte della progressiva trasformazione del sistema elettrico e la maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Gli scenari *inerziale* e *parziale* sono sostanzialmente equivalenti. La centrale di Brindisi Sud, 2,640 MW, entrata in esercizio nel 1993 è prossima al termine della vita utile al 2030 e la sua dismissione è pertanto da stimare attorno a tale data. La centrale di Brindisi, che ha recentemente ottenuto l'estensione AIA al 2028, è attualmente considerata "unità essenziale per la sicurezza del sistema elettrico" da parte di Terna.

In conclusione il documento di consultazione SEN stima il costo di *phase-out* della capacità esistente a carbone in 2.3 - 2.7 miliardi di euro.

- 1.1 - 1.4 miliardi di euro per la realizzazione di un ulteriore elettrodotto di collegamento con la Sardegna di 1,000 MW e ulteriori infrastrutture di rete nell'Isola
- 0.7 - 0.8 miliardi di euro in nuova capacità a ciclo combinato di 1,400 MW
- 0.5 miliardi di euro per la realizzazione di infrastrutture a gas in Sardegna.

Gli scenari di *phase-out* del carbone sono sviluppati a partire dallo scenario centrale del documento di consultazione che prevede lo sviluppo di 5 GW di risorse per la flessibilità, impianti di accumulo elettrochimico e impianti di pompaggio idroelettrico da realizzare prevalentemente nel centro sud Italia. La SEN non si sofferma nel definire la capacità stimata per ciascuna opzione di accumulo e l'obiettivo di 5GW è indistinto tra pompaggi e batterie. Tale sviluppo

infrastrutturale è legato alla necessità di una migliore integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale in condizioni di sicurezza al fine di raggiungere una contribuzione del 50% di FER al 2030. A oggi, nei piani infrastrutturali di Terna un simile piano di sviluppo non è ancora delineato. Anche l'ultima pubblicazione di Terna, che si spinge al 2027, non include una simile evoluzione della capacità.

2 Gli obiettivi del lavoro

Su richiesta di WWF Italia, REF-E è stata incaricata di costruire, partendo dallo scenario delineato dalla SEN, uno scenario prospettico del mercato elettrico italiano, che permetta il *phase-out* della generazione nazionale a carbone al 2025, riducendo i nuovi investimenti in infrastrutture di combustibili fossili in maniera da garantire un sistema di generazione elettrico compatibile agli obiettivi climatici di lungo periodo come introdotti dalla COP21 di Parigi.

Lo studio prevede lo sviluppo e l'analisi tecnico economica di uno scenario di *phase-out* della capacità di generazione elettrica a carbone al 2025 e al 2030 sia nelle ipotesi esposte nella SEN che nella predisposizione di scenari alternativi WWF.

Lo scenario di medio-lungo periodo del mercato elettrico italiano sarà simulato attraverso il modello Elfo++.

L'analisi includerà una valutazione relativa ai costi economici del *phase-out*, agli impatti in termini di emissioni, alle potenziali ricadute in termini di adeguatezza del sistema nazionale e soddisfacimento della domanda di lungo periodo.

Infine lo scenario sarà accompagnato dalla presentazione di possibili scelte di *policy* e strumenti che ne permettano l'attuazione.

L'analisi sarà complementata da una valutazione dell'adeguatezza dell'attuale infrastruttura gas in riferimento a scenari di domanda compatibili con gli obiettivi ambientali di lungo periodo. Quindi il lavoro si soffermerà sulla valutazione dell'eventuale sviluppo di nuova infrastruttura gas, come esposta nella SEN, e sulla possibilità che essa si possa tradurre nel rischio in *stranded cost* per il sistema energetico proprio nel momento in cui saranno necessarie le risorse economiche per la progressiva riforma dei sistemi energetici.

3 La Metodologia

La valutazione degli impatti determinati dal *phase-out* amministrativo della capacità di generazione a carbone è fatta attraverso la comparazione degli esiti del modello di simulazione del mercato elettrico Elfo++ secondo diversi scenari.

Gli scenari presi in considerazione ricalcano, per quanto possibile, gli scenari presentati nella SEN.

In particolare vengono costruiti 3 scenari che fanno riferimento alla SEN, uno scenario SEN *inerziale*, uno scenario che preveda il *phase-out* del carbone al 2030 e uno scenario che anticipi il ritiro al 2025. Gli scenari sono denominati nel testo **SEN inerziale**, **SEN 2030** e **SEN 2025**.

In aggiunta agli scenari SEN vengono simulati due scenari che non prevedano la realizzazione di nuova capacità a gas naturale in sostituzione della capacità a carbone interessata dal *phase-out*. Gli scenari sono denominati **WWF 2025** e rinnovabili 2030, **RES 2030**

Tutti gli scenari condividono un numero di assunzioni di fondo in modo da concentrare il confronto dello scenario WWF 2025 con gli scenari SEN e rinnovabili sulle variabili maggiormente significative per gli obiettivi del presente lavoro.

Le simulazioni del mercato elettrico permettono di estrarre e confrontare i diversi scenari in termini di:

- capacità di generazione termoelettrica necessaria alla adeguatezza del sistema
- impatto sul costo di generazione termoelettrica dell'energia elettrica e costi complessivi del sistema
- volume atteso di emissioni di CO2
- indici di adeguatezza del sistema definiti come LOLE e LOLP
- adeguatezza dell'infrastruttura gas nel soddisfare la domanda di combustibile per la generazione elettrica.

Un orizzonte più ampio al 2050 è quindi tracciato negli scenari SEN per valutare la possibilità che la capacità di generazione a gas naturale realizzata per sostituire gli impianti a carbone rischi di generare *stranded costs* derivanti dall'incompatibilità, sul lungo periodo, di capacità di generazione termoelettrica con gli obiettivi ambientali.

Il lavoro è organizzato in un numero di quesiti, sotto anticipati:

Quesito 1

Quali sono gli impatti economici del phase-out a carbone sia in termini di prezzi finali dell'energia che in termini di costi complessivi del sistema? Quale l'investimento addizionale in fonti rinnovabili nello scenario proposto dal WWF?

Quesito 2

Quali sono i volumi di emissioni di CO2 del parco impianti nelle diverse ipotesi?

Quesito 3

Quali sono le implicazioni in termini di adeguatezza del sistema elettrico nell'analisi delle diverse ipotesi?

Quesito 4

Il bilancio energetico della Sardegna implica necessariamente lo sviluppo di generazione termoelettrica fossile?

Quesito 5

L'attuale infrastruttura a gas è adeguata per una domanda di lungo periodo?

Quesito 6

la sostituzione dell'attuale capacità a carbone nel 2030 o 2025 come da scenari SEN è compatibile con gli obiettivi di lungo periodo di riduzione delle emissioni di CO2 o si intravede il rischio di lock-in in capacità termica con conseguente rischio di stranded costs?

Ovvero l'infrastruttura di nuova capacità a gas naturale realizzata in sostituzione del carbone è compatibile con gli obiettivi di riduzione delle emissioni climateranti nel lungo periodo, oppure, la stessa capacità andrà chiusa prima di una sua completa remunerazione generando un rischio di stranded costs?

Il lavoro quindi si concluderà con alcune riflessioni relative alle *policy* riguardanti la capacità di generazione a carbone, con un'attenzione alle politiche le fonti rinnovabili e gli accumuli come presentati nel documento di consultazione della SEN.

4 Ricostruzione degli scenari SEN

Un primo gruppo di scenari definiti SEN è basato il più possibile su assunzioni derivate dal testo del documento di consultazione. Quando è stato necessario proiettare lo scenario nell'orizzonte 2040-2050 si è scelto di conservare una linearità rispetto allo scenario del documento di consultazione. Dove la SEN non fornisce i dati necessari alla ricostruzione degli scenari questi sono integrati in maniera coerente agli obiettivi delle *policy* europee e relativi documenti e scenari di supporto.

4.1.1 Domanda

Gli scenari prevedono un incremento della domanda elettrica dello 0.4% su base annua per tutto il periodo. La SEN non esplicita il volume della domanda al 2030 nel testo. È tuttavia possibile ipotizzare, da altri valori nel testo di consultazione, che la SEN abbia previsto un incremento annuo dello 0.2% come previsto nello scenario base di Terna 2015-2025⁹. L'incremento dello 0.4% rappresenta l'ipotesi aggiornata di andamento della domanda elettrica nell'ipotesi di base di Terna 2016-2026¹⁰.

Le assunzioni relative alla domanda sono prolungate al 2050 in base alle stesse assunzioni di incremento annuo dello 0.4%. Il totale della richiesta finale di energia elettrica al 2050 è stimata in 376 TWh.

Domanda Gruppo Scenari SEN

Tabella 7 - Assunzioni domanda elettrica 2025-2050 (TWh)

	2016	2025	2030	2040	2050
Domanda	316	333.2	339.9	356.1	376.0

Fonte: elaborazioni REF-E

4.1.2 Domanda alla punta, estiva, invernale

I valori della domanda alla punta, in conformità alla SEN derivano dal rapporto di Terna sugli scenari della domanda elettrica 2016-2026. Per il periodo 2030-2050 l'incremento della domanda alla punta segue l'incremento della domanda annuale.

⁹ Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario. Anni 2015-2025, dicembre 2015.

¹⁰ Scenari della domanda elettrica in Italia. Anni 2016-2026. Terna.

Tabella 8 - Domanda alla punta 2025-2050 (MW)

	2016	2025	2030	2040	2050
Domanda alla punta	53,570	64,000	65,300	67,615	70,360
Fonte: elaborazioni REF-E					

4.1.3 Sviluppo rinnovabili

Il contributo delle rinnovabili è derivato dal documento SEN al 2030 con un'assunzione del 50% di rinnovabili elettriche sulla domanda finale. Il contributo delle diverse fonti corrisponde a quanto illustrato nella SEN. Al 2025 la quota rinnovabili è stimata ipotizzando una crescita lineare della capacità dal 2016 al 2030.

Nello scenario di lungo periodo si assume che il contributo raggiunge quota 62% al 2040 e quota 80% al 2050. La produzione da fonti rinnovabili corrisponde, per un dato volume di domanda, al livello indispensabile per il rispetto del vincolo complessivo alle emissioni del settore elettrico al 2040 e al 2050 come da *Roadmap* europea (-60% al 2040, - 80-95% al 2050).

Tabella 9 - Contributo delle fonti rinnovabili sui sulla domanda di energia elettrica

% rinnovabili	2015	2025	2030	2040	2050
Scenari SEN	33.5%	45%	50%	62%	80%
Scenari WWF		49%	55%	NA	NA
Fonte: elaborazioni REF-E					

Tali assunzioni sono comuni ai tre scenari SEN. Per quanto riguarda gli scenari WWF si impongono obiettivi 2030 più ambiziosi, ipotizzando che le rinnovabili costituiscono almeno 55% del consumo interno lordo dell'energia elettrica. Per il 2025 è stata assunta una crescita lineare rispetto ad oggi per raggiungere il 55%, corrispondente a un contributo percentuale delle rinnovabili elettriche del 49% del consumo finale lordo.

4.1.4 Andamento importazioni

Gli scambi internazionali rappresentano una variabile fondamentale per lo scenario elettrico italiano. L'avvio del *market coupling* all'inizio del 2015 ha reso il sistema italiano molto più reattivo e sensibile anche ai cambiamenti oltrefrontiera, e la direzione dei flussi *cross-border* – potenzialmente più volatile.

Dunque, nello scenario prospettico Italiano le ipotesi sull'andamento delle importazioni hanno impatto significativo sui risultati dell'analisi. Ai fini dello studio, le assunzioni al riguardo rimangono invariate sia nelle versioni SEN che quelle WWF, e ipotizzano un progressivo declino del saldo estero (importazioni – esportazioni) guidato principalmente dalla minore quota nucleare nei mix di produzione dei paesi adiacenti (Francia, Svizzera e anche Germania) nel medio-lungo termine, guidata a sua volta dalle politiche di *phase-out* adottate.

Il saldo estero (importazioni - esportazioni) è derivato al 2030 dal documento SEN. Per quanto riguarda i valori di lungo periodo sono presi dal EU *reference* scenario 2016, Energy, Transport and GHG *emissions trends* to 2050.

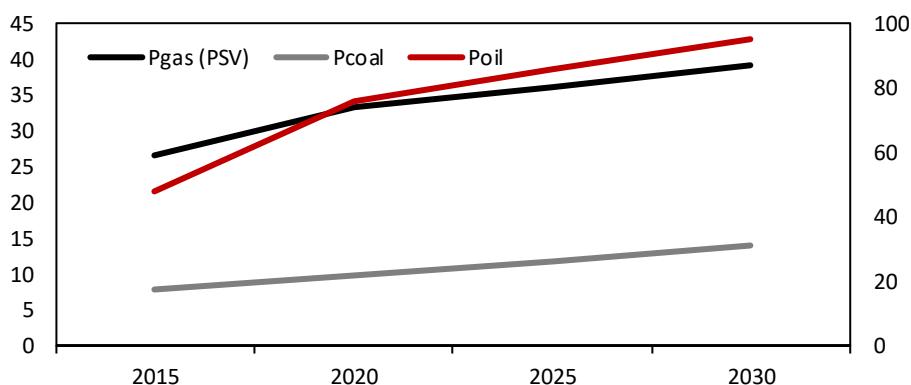
Tabella 10 - Saldo import 2025-2050 (TWh)

	2016	2025	2030	2040	2050
Saldo import TWh	37	36,5	23,3	22,0	19,8

Fonte: elaborazioni REF-E

4.1.5 Prezzi commodities

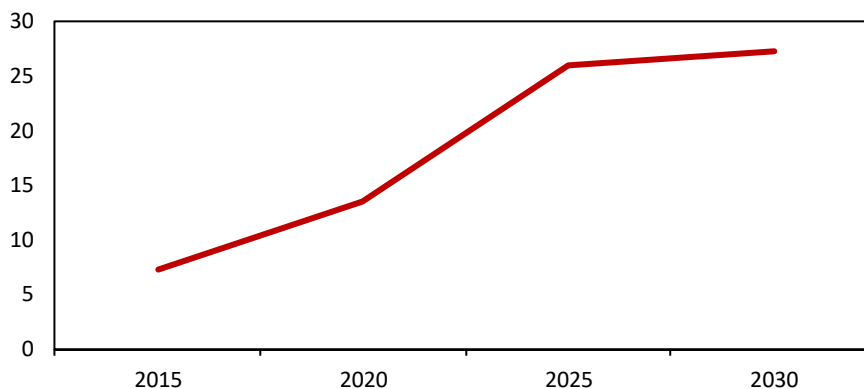
I prezzi delle *commodity* derivano dal documento SEN al 2030 e sono riportati nel **grafico 4** seguente.

Grafico 4 - Prezzi delle principali commodity (€/Gcal sx, \$/bbl dx)

Fonte: elaborazioni e ipotesi REF-E

4.1.6 Prezzi permessi ETS

il valore della quota ETS è stimata a 27 €/ton al 2030 in linea con le assunzioni della SEN. Per lo scenario di lungo periodo sono stati impiegate le previsioni di valore della quota di REF-E. I valori sono in linea con le stime di EU *reference scenario 2016, Energy, Transport and GHG emissions trends to 2050*.

Grafico 5 - Prezzo quota ETS (€/tCO2 sx)

Fonte: elaborazioni e ipotesi REF-E

4.1.7 Assunzioni parco impianti termoelettrico negli scenari SEN

Gli scenari si differenziano quanto ad assunzioni relative al parco impianti a carbone e la realizzazione di nuovi investimenti in capacità produttiva.

L'evoluzione della capacità alimentata a carbone negli scenari SEN si basano sulle seguenti ipotesi:

- SEN *inerziale*: al 2025 è stimata la permanenza di 6,900 MW a carbone. Nel 2030 lo scenario corrisponde a quello del documento di consultazione SEN (pag. 139) con un totale di 5,500 MW di capacità installata. Nel lungo periodo è prevista la dismissione degli impianti a carbone a fine vita utile stimata entro i 40-45anni dall'entrata in esercizio delle diverse unità.
- Lo scenario SEN2030 corrisponde allo scenario *completo* della SEN prevedendo l'uscita degli impianti a carbone al 2030.
- Lo scenario SEN2025 anticipa il completo ritiro della capacità a carbone al 2025.

Tabella 11 - Assunzioni parco impianti a carbone negli scenari SEN

	2025	2030	2040	2050
SEN <i>inerziale</i>	6,900 MW a carbone	5,500 MW carbone Torrevaldaliga, Brindisi Sud, Sulcis, Fiume Santo	2,900 MW carbone Torrevaldaliga, Fiume Santo, Sulcis	Nessuna capacità residuale a carbone
SEN 2025		Nessuna capacità a carbone		
SEN 2030	6,900 MW a carbone	Nessuna capacità a carbone		

Fonte: elaborazioni REF-E

In aggiunta, gli scenari sono completati con i nuovi *asset* e infrastrutture come previsti dalla SEN:

- 5,000 MW di accumuli al 2030, non meglio precisando la suddivisione della capacità di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico e di accumulo in batterie. Al 2025 il contributo degli accumuli è stimato pari a 2,000 MW
- nuovi investimenti in impianti convenzionali (CCGT o OCGT):
 - 1,000 MW di nuova capacità a gas naturale al 2030 nello scenario SEN *inerziale*
 - 2,000 MW di capacità addizionale, rispetto a SEN *inerziale*, nello scenario SEN 2030 per un totale di capacità di nuovi cicli combinati di 3,000 MW di cui 500 MW previsti in Sardegna
 - lo scenario SEN 2025 si basa sulle stesse assunzioni dello scenario SEN 2030 con l'anticipazione al 2025 delle infrastrutture
- gli scenari SEN 2030 e 2025 prevedono inoltre la realizzazione di un elettrodotto Continente/Sardegna per 1,000 MW.

Il *database* di Elfo++ relativo al parco impianti utilizzato nelle simulazioni è in linea con le assunzioni relative alla capacità termoelettrica installata nel nostro paese al 2025 e 2030, esplicitate da Terna nel suo ultimo Piano di Sviluppo. Si assume che la capacità termoelettrica esistente rimane costante dal 2025 al 2030 sui 50,000 MW di installato. Tale assunzione

comprende un'ipotesi di interventi di rifacimento per circa 6,000 MW di centrali a gas che posticipano l'uscita della capacità e migliorano le flessibilità del parco.

5 Gli scenari WWF 2025 e RES 2030

Lo scenario WWF 2025 e RES 2030 prevedono il ritiro della generazione a carbone nel 2025 e nel 2030.

Le assunzioni degli scenari prevedono:

- un contributo maggiore delle fonti rinnovabili al 55% al 2030, 49% al 2025
- un minore ricorso agli accumuli al 2030, limitato a 2,000 MW di potenza e di 1,000 MW al 2025. Si è ritenuto infatti di ridurre la potenza degli accumuli a disposizione negli scenari ritenendo la disponibilità di 5 GW di accumuli al 2030 un'assunzione fragile contenuta nel documento di consultazione.
- il rafforzamento del cavo per la Sardegna per un'ulteriore capacità di 1,000 MW
- nessuna nuova realizzazione di centrali termoelettriche
- uguali assunzioni sulla domanda elettrica degli scenari SEN. Si ritiene infatti che un aumento dello 0.4% anno sia da considerare un'assunzione prudenziale in considerazione del fatto che le politiche per l'efficienza energetica, trasferendo quote di mobilità e calore sulla domanda elettrica, avranno come effetto l'aumento della richiesta elettrica
- il ricorso al *Demand Side Management* (DSM) per le quote di potenza necessarie alla garanzia della adeguatezza del sistema
- dove non specificato le assunzioni degli scenari WWF 2025 e RES 2030 corrispondono a quelle degli scenari SEN.

6 La visione nel lungo periodo

Nel fornire una visione di lungo periodo non viene introdotta nuova capacità al 2050. All'interno di questo scenario vengono progressivamente ritirate dal parco termoelettrico le centrali che abbiano raggiunto fine vita utile. Come ipotesi conservativa il modello stima la vita utile delle centrali a ciclo combinato a 30 anni.

7 Analisi degli scenari

7.1 Quesito numero 1, l'impatto sui costi

Quali sono gli impatti economici del phase-out a carbone sia in termini di prezzi finali dell'energia che in termini di costi complessivi del sistema? Quale l'investimento addizionale in fonti rinnovabili nello scenario proposto dal WWF?

Nella stima degli impatti economici del *phase-out* il documento della SEN ipotizza un costo per lo sviluppo delle infrastrutture conseguenti alla chiusura delle centrali stimato in +2.6-3 miliardi di euro di cui 1.1 - 1.4 miliardi di euro per la realizzazione del cavo per la Sardegna, 1 - 1.2 miliardi

di euro per lo sviluppo di nuova capacità a gas e 0.5 miliardi di euro per lo sviluppo di infrastruttura gas per la Sardegna.

Tale valutazione tuttavia riguarda unicamente le risorse finanziarie (CAPEX) per lo sviluppo infrastrutturale di reti e capacità aggiuntiva a gas.

Nello svolgere la richiesta di WWF abbiamo provato a stimare l'impatto del *phase-out* del carbone in termini di costi sul sistema elettrico al 2025 e 2030. Da un lato proveremo a quantificare il possibile impatto sui prezzi finali dell'energia elettrica, dall'altro stimeremo i costi complessivi per il sistema confrontando i volumi di investimento addizionale dello scenario WWF con i risparmi in termini di combustibili, quote di emissione e sviluppo di capacità addizionale a gas.

7.1.1 L'impatto sui prezzi finali

L'applicazione di Elfo++ permette di stimare l'impatto sui costi del sistema come variazione del costo di generazione calcolato come il costo marginale degli impianti che partecipano al mercato elettrico. Tale costo non corrisponde necessariamente ai prezzi che si vengono a formare sul mercato, i quali includono le strategie di *mark-up* dei diversi operatori, ma permette di identificare all'interno dei prezzi finali la componente di costo per la copertura degli approvvigionamenti. Il costo stimato deve pertanto essere inteso come il costo del combustibile e il valore della quota di ETS degli impianti marginali. Tale costo è solo una frazione del prezzo finale dell'energia elettrica.

Nelle tabelle di seguito sono riportati gli esiti della simulazione di Elfo++: il costo di generazione per MWh, come sopra descritto, l'eventuale costo imputabile alla mancata produzione e il numero di ore in cui le fonti rinnovabili hanno soddisfatto l'intero fabbisogno. Il costo della mancata produzione indica una inadeguatezza del parco impianti a soddisfare la domanda, mentre il numero di ore in cui le fonti rinnovabili sono marginali significa il numero delle ore durante l'anno in cui tutta la domanda è soddisfatta da fonti rinnovabili. Quando ciò si verifica il costo del sistema (che abbiamo definito come costo combustibile + quote ETS) è considerato nullo.

Le variazioni stimate non devono pertanto essere direttamente intese come l'impatto sulle tariffe finali. In particolare, in considerazione dell'aumentato contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento della domanda elettrica, l'impatto di tali variazioni sarà fortemente condizionato dalle modalità di partecipazione al mercato della sempre maggiore capacità di generazione da fonte rinnovabile. Nella stima dell'impatto finale sui prezzi verrà unicamente considerata la trasposizione dei costi calcolati nel settore termoelettrico. Lo scenario SEN 2025 e WWF 2025 mostrano un costo del 6.8 e 5.4% superiore rispetto allo scenario SEN inerziale.

Tabella 12 - Costo medio del sistema €/MWh al 2025

	2025 €/MWh	mancata produzione	Numero di ore in cui le rinnovabili sono marginali
SEN inerziale	63.1	0	0
SEN 2025	67.4	0	18
WWF 2025	66.5	0	146

Fonte: elaborazioni REF-E

Dal momento che il costo di produzione è solo una componente del prezzo finale dell'energia è possibile stimare l'impatto di tale differenza in un +1 - 2% dello scenario SEN 2025 e dello 0.8 - 1.5% dello scenario WWF rispetto allo scenario SEN inerziale nel settore domestico. Il *phase-out* completo al 2025 potrebbe pertanto essere quantificato in circa 6 euro all'anno per una famiglia media. Nel settore industriale l'impatto sarebbe del 1.3 - 2.7% e del 1.1 - 2.1% per lo scenario SEN 2025 e WWF 2025 rispettivamente¹¹.

Il differenziale di prezzo tra lo scenario SEN 2025 e SEN inerziale è fortemente condizionato dalle assunzioni sul parco impianti. Infatti nello scenario SEN 2025 viene introdotta una nuova capacità di 3,000 MW a ciclo combinato, ma ancora nessun rifacimento dei 6,000 MW previsti al 2030. In sostanza il parco impianti al 2025 chiama a produrre impianti più costosi a fronte della riduzione della capacità a carbone.

Gli scenari di *phase-out* al 2025 prevedono un incremento dei costi della generazione termoelettrica in ragione della sostituzione di carbone con gas naturale e delle tempistiche di adeguamento del parco impianti. L'impatto è stimabile in valori compresi tra lo 0,8% e il 2,1% sui prezzi finali. Tale *gap*, come vediamo oltre, è completamente compensato al 2030. Gli impatti sulla tariffa sono limitati al 2025.

Al 2030 il divario tra gli scenari si riduce considerevolmente per effetto del maggiore peso del valore dell'ETS nel determinare i costi finali. Lo scenario SEN 2030 risulta dello 0.8% superiore allo scenario SEN inerziale mentre lo scenario WWF 2025 e RES 2030 mostrano dei prezzi inferiori allo scenario inerziale per il maggiore contributo della generazione rinnovabile. Il minore prezzo dello scenario WWF è determinato dal maggiore contributo delle fonti rinnovabili assunte al 55% della domanda al 2030. Nello scenario WWF le rinnovabili contribuiscono a soddisfare al 100% la domanda per 499 ore anno a confronto delle circa 300 ore/anno stimate per gli scenari SEN.

L'impatto nel settore domestico è stimato a meno dello 0.1% tra lo scenario SEN 2030 e SEN inerziale e dello 0.2% nel settore non domestico. Lo scenario WWF non determina costi addizionali.

Tabella 13 - Costo medio del sistema €/MWh al 2030

	2030	manca produzione	Rinnovabili 100%
SEN inerziale	64	0	302
SEN 2030	64,5	0	327
RES 2030	63,6	0	499

Fonte: elaborazioni REF-E

Non sembra pertanto emergere alcun impatto significativo sui prezzi finali dell'energia elettrica negli scenari di *phase-out* del carbone al 2030, sia in WWF 2025, RES 2030 che SEN 2030.

I meccanismi per il ritiro dell'energia prodotta da fonte rinnovabile, che al 2050 copre il 50% della domanda finale contribuiranno a determinare l'impatto finale sui prezzi al consumo

¹¹ L'impatto viene stimato traslando sui prezzi finali gli incrementi della componente energia relativa agli apporti termoelettrici. Le assunzioni di tariffa finale sono di 22 €cent/kWh per il settore domestico e di 16 €cent/kWh per il settore non domestico. I valori minori di incremento assumono che l'incremento dei costi marginali di generazione del settore termoelettrico non si riflettano sugli apporti non termoelettrici del mercato. L'ipotesi di incremento maggiore invece assume che l'incremento di costo nella generazione termoelettrica si rifletta su tutta la generazione nazionale e import.

dell'energia elettrica degli scenari in maniera più significativa del ritiro della generazione a carbone dal parco termoelettrico.

7.1.2 I costi complessivi

Per quanto riguarda la valutazione dei costi complessivi del sistema (costi combustibili e valore ETS) al 2025 lo scenario WWF risulta indurre risparmi per circa 0.6 miliardi/anno. Mentre gli scenari SEN 2030 e SEN inerziale risultano sostanzialmente equivalenti. La differenza tra i due scenari SEN consiste in una diversa spartizione dei costi tra acquisto del combustibile e acquisto delle quote di ETS per la copertura delle emissioni degli impianti. Lo scenario SEN inerziale compensa quasi totalmente i minori costi di acquisto del combustibile fossile rispetto al gas naturale con il costo maggiore delle quote ETS.

Tabella 14 - Costo complessivo della generazione termoelettrica, combustibile ed Emission Trading 2025
(Miliardi €/anno)

2025	Costi complessivi	Di cui Emission Trading
SEN inerziale	9.71	1.81
SEN 2025	9.72	1.36
WWF 2025	9.1	1.28

Fonte: elaborazioni REF-E

Al 2030 i risultati stimano un costo degli scenari WWF 2025 e RES 2030 oltre 1 miliardo inferiore agli scenari SEN grazie al maggiore contributo delle fonti rinnovabili. I valori degli scenari WWF 2025 e RES 2030 risultano sostanzialmente equivalenti dal momento che l'incremento della domanda dal 2025 al 2030 è stato assorbito dalla crescita delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda il confronto tra i due scenari SEN, inerziale e SEN 2030, il costo complessivo del sistema risulta sostanzialmente invariato e poco superiore ai 10 miliardi/anno. Diverso è la componente afferibile all'acquisto di quote ETS che è di circa 0.33 miliardi superiore nello scenario inerziale. Il valore della quote di ETS è sufficiente a compensare il maggiore costo del gas naturale rispetto a carbone.

Tabella 15 - Costo complessivo della generazione termoelettrica, combustibile ed Emission Trading 2030
(Miliardi €/anno)

2030	Costi complessivi	Di cui Emission Trading
SEN inerziale	10.17	1.73
SEN 2030	10.26	1.4
RES 2030	9.1	1.26

Fonte: elaborazioni REF-E

Tale risparmio in termini di costo di approvvigionamento di combustibili fossili e copertura delle quote di ETS è da paragonare ai maggiori investimenti necessari allo sviluppo di capacità rinnovabile necessaria a incrementare gli apporti rinnovabili stimabili in circa 1.25 - 1.7 miliardi/anno, per investimenti con un'assunzione di 20 anni di vita utile.

Per quanto riguarda la valutazione dei costi complessivi del sistema poche differenze emergono tra gli scenari di *phase-out* al 2025 e 2030. Nel confronto tra gli scenari SEN sia al 2025 sia al 2030 I minori costi di combustibile sono quasi interamente compensati dai maggiori costi di acquisto dei permessi di emissione. Per contro l'incremento dei contributi da fonti rinnovabili dal 50 al 55% come previsto dallo scenario WWF, permette di stabilizzare i costi complessivi del

sistema e di risparmiare da 0.6 a 1 miliardi/anno al 2030 a fronte di investimenti nelle fonti rinnovabili di circa 1.25 - 1.7 miliardi/anno.

7.2 Quesito numero 2, l'impatto in termini di emissioni

Quali sono i volumi di emissioni di CO2 del parco impianti nelle diverse ipotesi?

Il *phase-out* della generazione a carbone determina una significativa riduzione delle emissioni di CO2 degli impianti termoelettrici al 2025 e 2030.

Al 2025 la riduzione degli scenari di *phase-out* determinano dei tagli nell'ordine delle -17 e -20 MtCO2/anno mentre al 2030 i tagli sono meno significativi a -12 e -17 MtCO2 per gli scenari SEN2030 e RES 2030. Nel 2030 l'impatto in termini di riduzione delle emissioni è maggiormente contenuto grazie all'effetto combinato sullo scenario SEN inerziale del ritiro di alcune unità a carbone e dall'incremento del valore della quota di ETS che di fatto riduce la convenienza relativa del carbone rispetto al gas naturale.

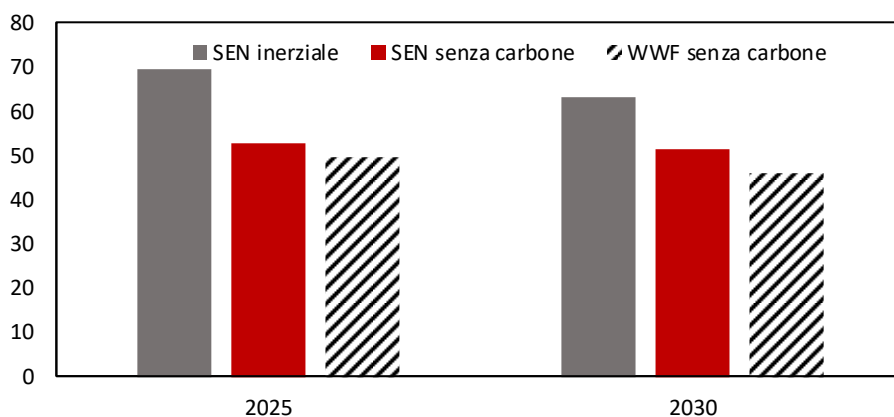
Il ritiro della capacità a carbone al 2025 nello scenario WWF permette pertanto un taglio delle emissioni di CO2 di circa 100MtCO2 nel periodo 2025-2030 rispetto agli scenari di *phase-out* al 2030. Il risparmio in termini economici del mancato acquisto di permessi di emissioni, assumendo un costo medio nel periodo di 25 €/tCO2, è stimabile in circa 2.5 miliardi di euro.

Nel lungo periodo lo scenario SEN inerziale finisce per convergere sugli scenari di *phase-out*. Al 2040 le emissioni attese dal parco carbone sono di 2.5 MtCO2 e il *phase-out* amministrativo rappresenterebbe un'opzione di impatto pressoché nullo in termini di riduzione delle emissioni.

Al 2040 la capacità residuale a carbone di 2,900 MW (Torrevaldaliga, Sulcis e Fiume Santo) è stimata emettere complessivamente 2.5 MtCO2 rispetto a un'emissione potenziale di circa 17 MtCO2 nell'assunzione di un funzionamento degli impianti a *load factor* a 7,000 ore. L'impatto del meccanismo di *Emission Trading*, il cui prezzo dei permessi al 2040 è stimato a 64 €/t, riduce il funzionamento delle centrali a carbone a un *load factor* inferiore alle 1,000 ore/anno.

Il *phase-out* anticipato al 2025 permette pertanto un contributo più significativo a ridurre l'accumulo di CO2 in atmosfera, non solo nell'anticipare la chiusura delle centrali a carbone di 5 anni ma in misura più significativa per avere evitato le emissioni dei 5 anni in cui il divario è maggiore tra lo scenario inerziale e quelli di *phase-out*.

Grafico 6 - Emissioni di CO2 2025-2030 del carbone nei diversi scenari



Fonte: elaborazioni REF-E

Tabella 16 - Emissioni attese al 2025 e 2030 nello scenario inerziale e risparmi annui conseguiti dalle ipotesi di phase-out (MtCO₂)

	2025	2030
SEN inerziale	69.7	63.4
SEN senza carbone	-17	-11.8
WWF senza carbone	-20	-17.2

Fonte: elaborazioni REF-E

Tutti gli scenari osservati vedono le emissioni del parco termoelettrico italiano comunque allineate agli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030, richieste dalla Commissione Europea nella misura del -43% rispetto al 1990. L'obiettivo della Commissione è riferito a tutti i settori ed è normale riscontrare maggiori riduzioni nel settore termoelettrico dove, diversamente da altri settori industriali, la sostituzione di olio combustibile con gas naturale e la penetrazione di fonti rinnovabili ha permesso una riduzione settoriale più significativa.

L'anticipazione del *phase-out* del carbone al 2025, con un volume di 17-20 MtCO₂ anno per 5 anni identifica un volume di emissione evitate difficilmente reperibile in altri settori.

Tale risultato è particolarmente significativo in applicazione dell'accordo di Parigi alla COP21 in base al quale le politiche per la salvaguardia del clima si devono impegnare a conseguire una diminuzione complessiva degli accumuli di emissione climalteranti anticipando il prima possibile il picco di emissioni a livello globale in maniera tale da ridurre il cambiamento climatico ad un livello inferiore ai 2°C.

7.3 Quesito numero 3, l'adeguatezza del sistema elettrico

Quali sono le implicazioni in termini di adeguatezza del sistema elettrico nell'analisi delle diverse ipotesi?

Nei paragrafi che seguono verranno esposti i risultati delle simulazioni dei diversi scenari in termini di adeguatezza del sistema elettrico.

La dismissione di capacità termica, in particolare la dismissione di 6,900 MW di carbone al 2025 e di 5,500 MW al 2030 nell'ipotesi di *phase-out*, potrebbe determinare un incremento del rischio per la adeguatezza del sistema elettrico.

In particolare il documento di consultazione¹² riporta come: "la dismissione di ulteriore capacità termica dovrà essere compensata, per non compromettere l'adeguatezza del sistema, dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili. Poiché la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non può essere immaginata con un rapporto 1:1, deve essere bilanciata con nuovi impianti di accumulo idroelettrico e con capacità a gas più efficiente anche utilizzando parte dei siti esistenti in dismissione".

Per la valutazione dell'adeguatezza del sistema elettrico il modello Elfo++ è ricorso all'applicazione stocastica per il calcolo del valore LOLE e LOLP.

¹² SEN documento per la consultazione pagina 83.

- Il valore di LOLE (*loss of load expectation*), rappresenta il numero di ore per anno in cui è statisticamente previsto che la capacità non soddisfi i possibili carichi.
- Il valore di LOLP (*loss of load probability*) invece restituisce per ciascuna ora rilevante della simulazione (ad esempio le 300 ore in cui sono previsti i carichi annuali maggiori) una probabilità di distacco dei carichi a seguito della molteplice combinazione di eventi nel sistema elettrico. Il valore di LOLP associa alla probabilità di distacco la profondità di domanda elettrica (*load*) eventualmente interessata. La somma dei valori LOLP, ovvero delle probabilità di distacco, determina il LOLE dello scenario.

La metodologia probabilistica è adottata da ENTSO-E¹³ e dalla maggior parte degli operatori della rete nazionali per calcolare i rischi del sistema elettrico e si può considerare la metodologia del calcolo dell'adeguatezza maggiormente appropriata in quanto in grado di tenere conto della natura aleatoria delle principali variabili di scenario da cui l'adeguatezza dipende (disponibilità della fonti rinnovabili, variabilità della domanda, disponibilità del sistema di generazione e di trasmissione). Infatti, con una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti nei sistemi elettrici, il calcolo relativo dell'adeguatezza del sistema non è esaustivo se valutato esclusivamente in termini di capacità mediamente disponibile al picco di domanda, ma dalla probabilità statistica della disponibilità di tale capacità nelle diverse ore dell'anno anche in coincidenza delle altre variabili di sistema.

Il cosiddetto *winter energy package*, identifica la metodologia del LOLE come la metrica base per calcolare gli indici di adeguatezza dei sistemi elettrici europei.

In base alle prassi dei TSO, sono da considerare adeguati valori di LOLE inferiori alle 3 ore/anno, o comunque compresi tra le 3 e le 8 ore/anno¹⁴.

Per la valutazione dell'adeguatezza del sistema nei diversi scenari vengono eseguite diverse simulazioni in cui, alle variabili sino a qui considerate, viene aggiunta la possibilità di limitare - grazie all'intervento degli accumuli, evoluzione tecnologica e col tempo una maggiore conoscenza statistica- il *range* di indisponibilità delle fonti rinnovabili rispetto alla disponibilità storica delle stesse. A tale proposito le simulazioni stocastiche per il calcolo di LOLE e LOLP vengono effettuate con degli scarti decrescenti rispetto ai valori storici del 30% al 25%, 20%, 15% e 10%. Ovvero se la disponibilità storica in una data ora di 1 MW di eolico/fotovoltaico oscilla, nelle simulazioni stocastiche in un *range* del +/- 30%, nelle simulazioni successive viene ridotta tale oscillazione.

L'effetto di tale assunzione riduce conseguentemente la probabilità di distacco imputabile all'aleatorietà delle fonti rinnovabili. Il ricorso agli accumuli ovviamente rappresenta uno strumento in grado di modificare sensibilmente la disponibilità storica delle fonti rinnovabili in determinate ore dell'anno.

Per quanto riguarda gli scenari SEN, lo scenario inerziale e SEN2030 mostrano valore di LOLE prossimi allo zero. Ovvero lo scenario proposto dalla SEN2030 risulta perfettamente adeguato a rispettare standard di adeguatezza tali da non prevedere la possibilità di distacco di carichi. Nel caso di anticipazione del *phase-out* della generazione a carbone al 2025 il valore di LOLE si alza a 3.6 ore/anno, comunque prossimo a valori adeguati di standard di adeguatezza ma comunque superiori al riferimento delle 3 ore anno che è il livello di LOLE ritenuto adeguato in Francia.

¹³ Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market, Final Report, March 2016, Mercados, E-Bridge, REF-E.

¹⁴ Commission Staff Working Document, 13.4.2016 SWD(2016) 119 final, p. 58).

Modificando il *range* di scostamento della disponibilità delle fonti rinnovabili aleatorie rispetto ai valori storici del 5, 10, 15 e 20% il valore di LOLE viene facilmente compreso al di sotto delle 3 ore.

Per quanto riguarda lo scenario RES 2030 le simulazioni condotte mostrano un LOLE del 0.07, ovvero in linea con gli scenari SEN2030 e SEN inerziali, se pur più elevato. Una riduzione del *range* di disponibilità del 10% (ovvero una fluttuazione della disponibilità delle fonti FER aleatorie del +/- 20% rispetto ai valori storici), riportano i valori LOLE ai livelli degli altri scenari.

Lo scenario WWF 2025 mostra un LOLE prossimo a valori di 7 ore/anno nell'ipotesi di *range* storico di disponibilità del 30% e riesce ad avvicinarsi alle 3 ore/anno, con una riduzione del *range* del 20%. L'introduzione di servizi di *Demand Side Management*, come esposto oltre, permette di gestire tale maggiore rischio.

In nessun caso gli scenari osservati mostrano valori di LOLE superiori alle 8 ore che rappresentano gli standard di adeguatezza in Portogallo e Irlanda.

La **Tabella 16**, di seguito, riporta i valori per tutti gli scenari, ricordando in sintesi le maggiori assunzioni relative al parco impianti.

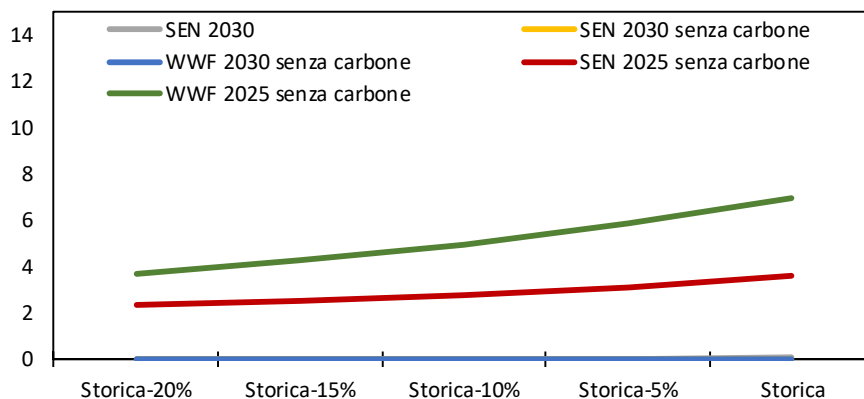
Tabella 17 - Calcolo del LOLE nei diversi scenari e con diverse ipotesi relative al *range* di disponibilità delle FER

	Versione SEN	LOLE
SEN inerziale	+5 GW accumuli (assimilati con i pompaggi) +1 GW di CCGT/OCGT	0.065
SEN 2030	+5 GW accumuli (assimilati con i pompaggi) +3 GW di CCGT/OCGT +1 GW SAR>continente	0.00624
SEN 2025	+2 GW accumuli (assimilati con i pompaggi) +3 GW CCGT/OCGT +1 GW SAR>continente	3.6
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 5%	3.1
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 10%	2.8
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 15%	2.5
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 20%	2.4
	+2 GW accumuli di cui 0.5GW in SAR +1 GW SAR>continent.	0.07
RES 2030	55% FER	
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 10%	0.0052
WWF 2025	+1 GW accumulo di cui 0.25 GW in SAR +1 GW SAR>continente	7.1
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 5%	5.9
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 10%	5.0
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 15%	4.3
	Stesse assunzioni, riduzione del range del 20%	3.7

Fonte: elaborazioni REF-E

Il **grafico 7** illustra la variazione del LOLE in funzione della variabilità delle FER intermittenti. I valori di LOLE meno adeguati si riscontrano negli scenari al 2025, tuttavia una migliore adeguatezza è prevista riducendo la previsione di variabilità delle fonti rinnovabili aleatorie.

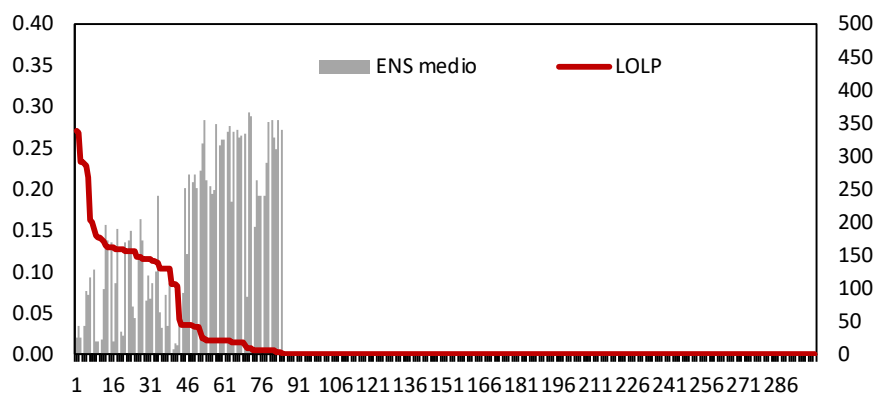
Grafico 7 - Variazione del LOLE in funzione della variabilità delle FER intermittenti



Fonte: elaborazioni REF-E

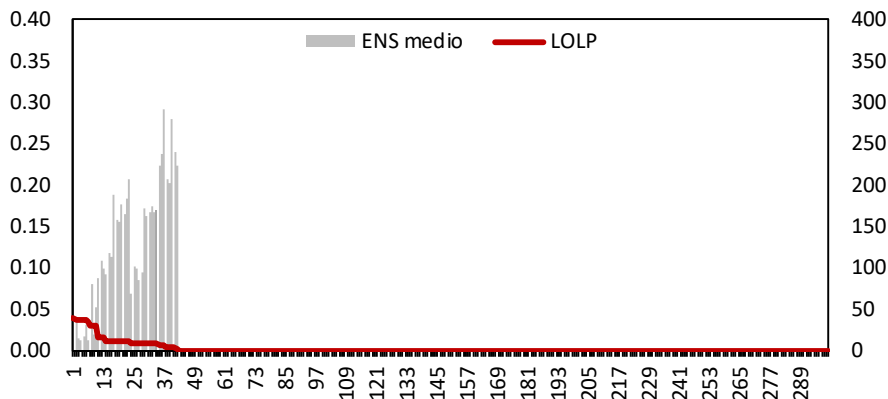
Come è stato precedentemente osservato il LOLE rappresenta la somma delle probabilità del LOLP. I valori di LOLP accompagnano a un rischio di distacco la capacità eventualmente interessata. I grafici seguenti riportano i valori di LOLP nei diversi scenari. Il dato LOLP include sia la probabilità di distacco, in misura percentuale, sia la profondità di distacco eventualmente interessata in MW.

Grafico 8 - LOLP e distacco medio orario SEN inerziale (%sx, MWdx)



Fonte: elaborazioni REF-E

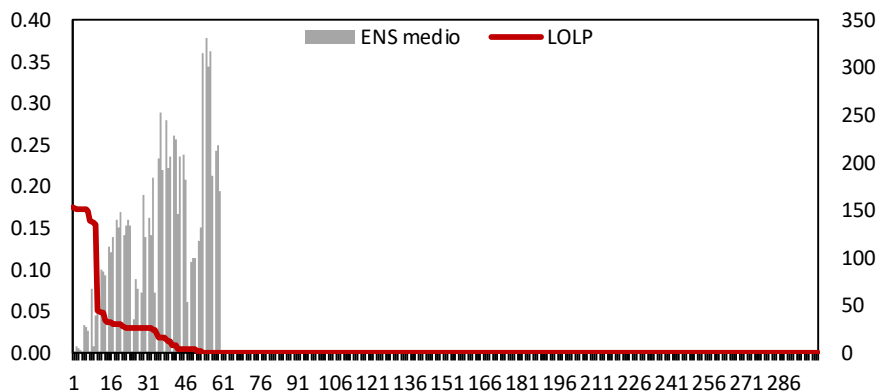
Grafico 9 - LOLP e distacco medio orario SEN 2030 (%sx, MWdx)



Fonte: elaborazioni REF-E

Negli scenari SEN inerziali e SEN2030 la probabilità di distacco non supera lo 0.30% in nessuna ora dell'anno. La profondità del distacco è contenuta a una potenza inferiore ai 400 MW. Il sistema elettrico risulta perfettamente adeguato

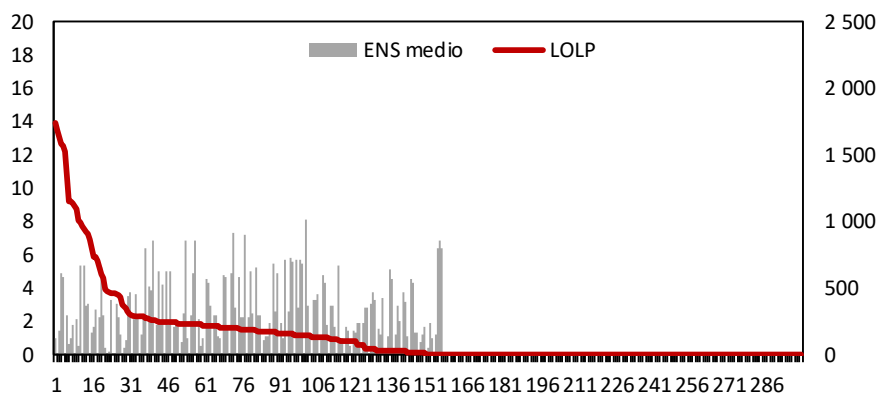
Grafico 10 - LOLP e distacco medio orario RES 2030 (%sx, MWdx)



Fonte: elaborazioni REF-E

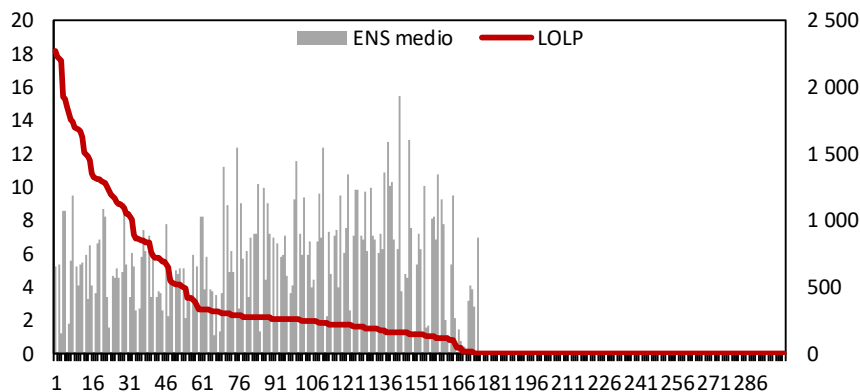
Anche lo scenario RES 2030 non mostra valori LOLP particolarmente significativi in termini di rischio di distacco.

Grafico 11 - LOLP e distacco medio orario SEN 2025 (%sx, MWdx)



Fonte: elaborazioni REF-E

Grafico 12 - LOLP e distacco medio orario WWF 2025 (%sx, MWdx)



Fonte: elaborazioni REF-E

Gli scenari al 2025 pongono maggiori rischi in termini di inadeguatezza del sistema elettrico mostrando percentuali di rischio di distacco più significative sulle 300 ore a maggiore carico dell'anno.

Le considerazioni sino a qui fatte sull'adeguatezza non prevedono ancora la partecipazione della domanda ai servizi di bilanciamento del sistema elettrico. L'introduzione di strumenti di *Demand Side Management* (DSM) permette infatti di recuperare le necessarie risorse per garantire l'adeguatezza del sistema. Altre risorse per il bilanciamento dovrebbero essere inoltre disponibili grazie ad azioni di coordinamento con gli operatori esteri.

Infatti per quanto riguarda entrambi gli scenari di *phase-out* al 2025 è possibile rientrare nel range di adeguatezza del sistema grazie al reperimento di capacità attraverso strumenti di *Demand Side Management*.

Nello specifico l'acquisto di 1,000 MW di potenza attraverso DSM e/o altre azioni di coordinamento con l'estero per circa 150 ore/anno permette di annullare i rischi di adeguatezza del sistema nello scenario SEN 2025. Al pari l'acquisto di 1,500 MW di potenza per circa 180 ore anno permette di annullare i rischi di adeguatezza legati allo scenario WWF. In questo ultimo caso la capacità di DSM è da paragonare ai 3,000 MW aggiuntivi di capacità a gas previsti negli scenari SEN solo parzialmente compensati, in termini di adeguatezza dall'incremento del contributo delle fonti rinnovabili del 5% sulla domanda finale rispetto agli scenari SEN.

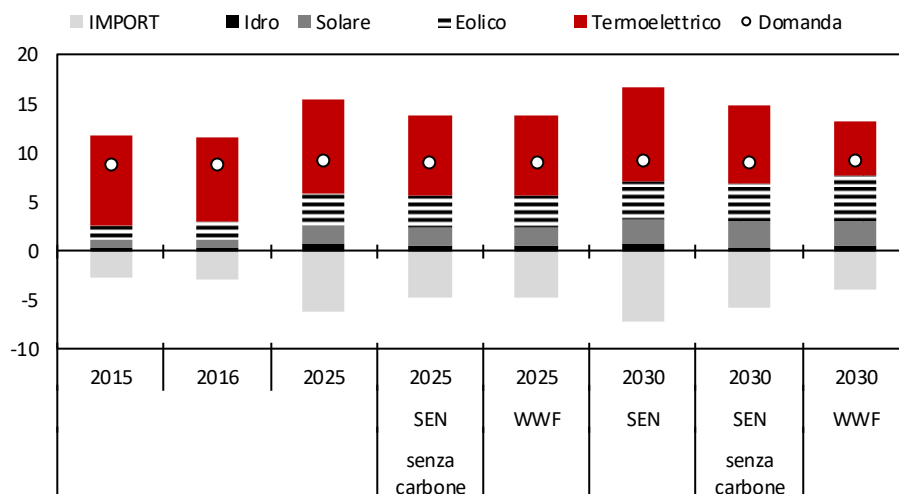
In conclusione gli scenari di *phase-out* al 2025, sia WWF sia SEN non pongono particolari problemi in termini di adeguatezza del sistema elettrico. In particolare lo scenario WWF 2025, che prevede il ritiro della capacità a carbone senza l'introduzione di nuova capacità termoelettrica, pur mostrando valori di LOLE sensibilmente superiori agli altri scenari, mostra standard di adeguatezza accettabili. In aggiunta la partecipazione della domanda, grazie a strumenti di DSM, e un miglior coordinamento con gli operatori esteri, sono strumenti che possono facilmente compensare la riduzione delle garanzie di *security of supply* dello scenario.

7.4 Quesito numero 4, la Sardegna

Il bilancio energetico della Sardegna implica necessariamente lo sviluppo di generazione termoelettrica fossile?

Storicamente il mix di generazione in Sardegna vede un significativo contributo delle fonti fossili, principalmente carbone e prodotti petroliferi. Oltre alle centrali di Fiumesanto e Sulcis a carbone la capacità termoelettrica è completata dalla centrale Sarlux 575 MW di tecnologia IGCC asservita alla raffineria. La centrale di Sarlux soddisfa circa il 40% della domanda sarda. Il buon potenziale di fonti rinnovabili sull'isola ha visto un crescente contributo di eolico e fotovoltaico il cui peso, in continua crescita, è passato dal 21% al 2015 al 24% nel 2016. Lo sviluppo del potenziale rinnovabile sardo è fortemente condizionato dalla capacità della rete di assorbire la producibilità delle fonti. Il consumo elettrico, che risulta in diminuzione negli ultimi anni, si è stabilizzato nel 2015-2016 intorno ai 8.9 TWh. A oggi, la Sardegna si conferma esportatrice netta verso il continente e la Corsica con un flusso netto nel 2016 di circa 2.8 TWh.

Grafico 13 - Mix elettrico sardegna nei diversi scenari (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

Nella costruzione degli scenari SEN la Sardegna ricopre un'attenzione particolare. La strategia di *phase-out* del carbone impone nell'isola di optare tra due fondamentali opzioni:

- rinunciare ad apporti di produzione termoelettrica (fatta eccezione della centrale di Sarlux), sia nella funzione di *baseload* sia di bilanciamento del sistema
- prevedere lo sviluppo di un'infrastruttura gas come ipotizzato dal documento di consultazione SEN.

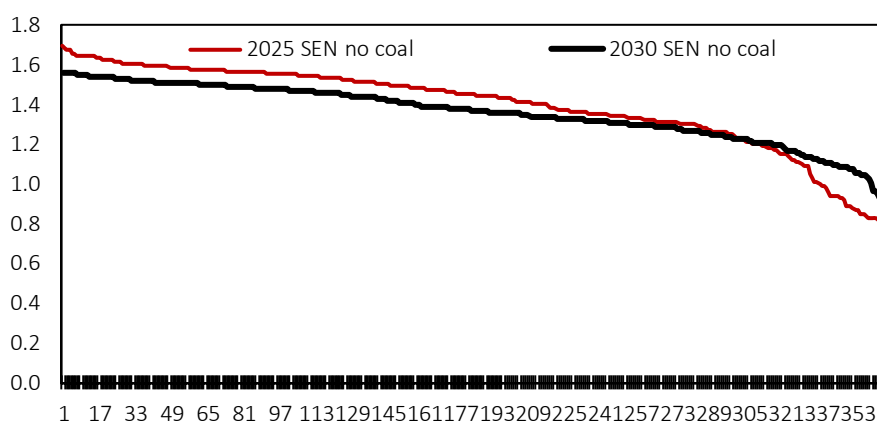
Contestualmente il buon potenziale di rinnovabili della Sardegna suggerisce come, a fronte di un'adeguata capacità di bilanciamento e di interconnessione con il continente, i contributi delle rinnovabili possano soddisfare in percentuale maggiori la domanda regionale ed esportare nelle ore di *overgeneration*.

Negli scenari elaborati, a fronte di una domanda elettrica che non sembra destinata a crescere in maniera significativa il bilancio energetico dell'isola varia in maniera significativa tra uno scenario e l'altro. Lo sviluppo delle rinnovabili elettriche sarà guidato principalmente dall'eolico e il fotovoltaico. Il loro contributo è previsto passare dai 2.8 TWh del 2016 a circa 6.8 TWh nel 2030 negli scenari SEN e a 8 TWh negli scenari WWF.

Lo scenario WWF 2025 prevede un rafforzamento della connessione con il continente di 1,000 MW e la dotazione di almeno 250 MW di potenza di accumuli sull'isola. Lo scenario permette di mantenere il saldo import dell'isola in attivo se pur in modo contenuto rispetto agli scenari SEN. Gli scenari prevedono un export di circa 2 TWh al 2025 e 4 TWh al 2030. Le simulazioni non prevedono problemi di adeguatezza e conseguenti rischi di scarsità per il sistema. Il potenziamento della connessione con il continente, la dotazione di accumuli aggiuntivi all'impianto idroelettrico esistente e la crescita delle fonti rinnovabili, da realizzare contestualmente ad un rafforzamento della rete, permettono di supplire alla domanda elettrica di lungo periodo dell'isola. Nelle simulazioni la centrale di Sarlux produce nel *baseload* e non è prevista fornire servizi di riserva. Tale scenario non prevede la realizzazione di infrastrutture gas sull'isola.

Il mantenimento della capacità a carbone nello scenario inerziale si configurerebbe con una produzione annuale di circa 4.5 TWh *baseload* sia nel 2025 sia nel 2030, i volumi di generazione determinerebbero, contestualmente all'incremento delle rinnovabili un aumento dell'export netto verso il continente fino a circa 7 TWh anno. Al pari gli scenari che prevedono la sostituzione degli impianti a carbone con gas naturale portano a un incremento del saldo estero fino a circa 6 TWh. Gli scenari gas sono prevedendo un uguaglianza del prezzo del gas naturale in Sardegna rispetto al continente. Con tale ipotesi il consumo annuale della centrale è da stimare a circa 500 Mmc/anno. La punta di domanda è stimata a circa 1.6 Mmc nello scenario SEN 2030 e a 1.7 Mmc nello scenario SEN 2025.

Grafico 14 - Domanda giornaliera di gas naturale in Sardegna Mmc, SEN2025 e SEN 2030



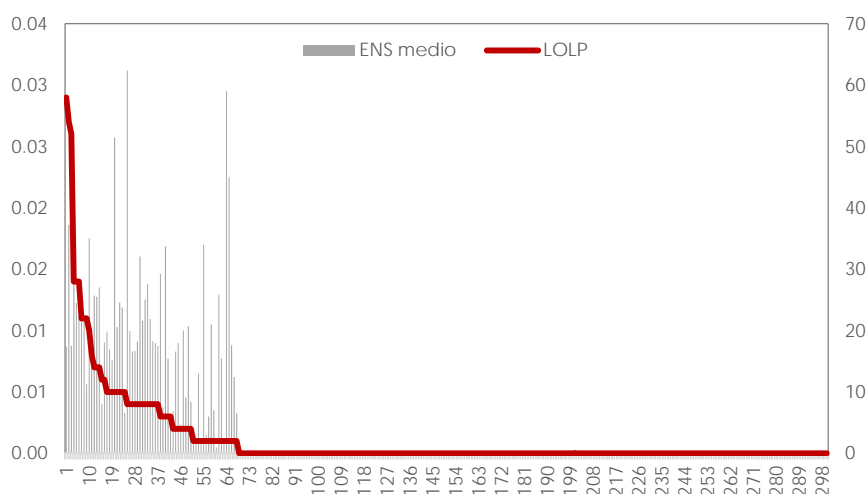
Fonte: elaborazioni REF-E

I test sull'adeguatezza a livello zonale dello scenario WWF 2025 e RES 2030 tendono a confermare come la metanizzazione dell'isola non sia indispensabile al sistema elettrico. L'accesso al metano, agli stessi prezzi del continente, per la generazione elettrica sarebbe in gran parte destinato all'esportazione della produzione nel continente. La realizzazione dell'infrastruttura gas non sembra pertanto indispensabile al settore elettrico in presenza di altre soluzioni.

Questo implica di affrontare, attraverso uno studio locale sulla sicurezza del sistema, l'indispensabilità della centrale di Fiumesanto.

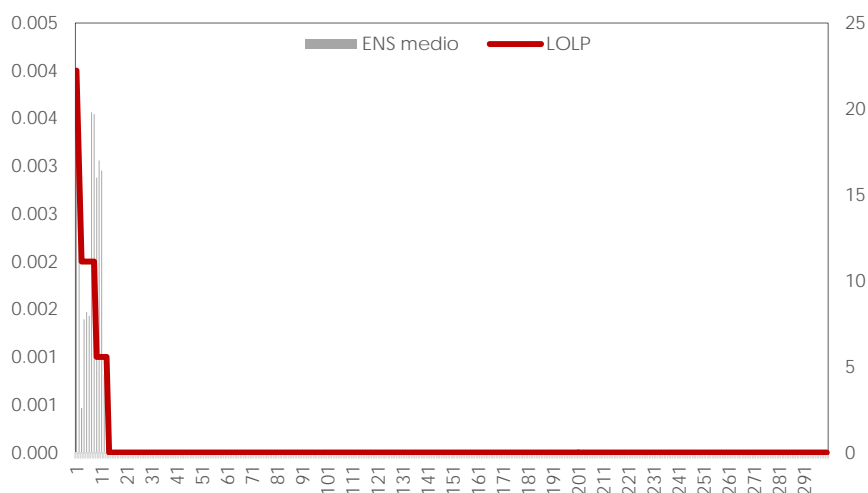
Gli indici di LOLE e di LOLP in tutti gli scenari corrispondono a criteri di adeguatezza soddisfacenti. Negli scenari WWF 2025 e SEN 2025, che risultavano maggiormente critici a livello nazionale, non emergono particolari criticità legata sull'isola. Gli indici LOLE dell'isola si mantengono al di sotto delle 3 ore in tutti i casi e l'analisi del LOLP identifica probabilità di distacco orario prive di rischio.

Grafico 15 - LOLP e distacco medio orario WWF 2025 (% sx, MW dx)



Fonte: elaborazioni REF-E

Grafico 16 LOLP e distacco medio orario SEN 2025 (% sx, MW dx)



Fonte: elaborazioni REF-E

7.5 Quesito numero 5, L'infrastruttura a gas esistente

Rispetto ai consumi ed ai picchi di domanda invernale di gas, gli scenari elaborati sono compatibili con la capacità delle infrastrutture esistenti?

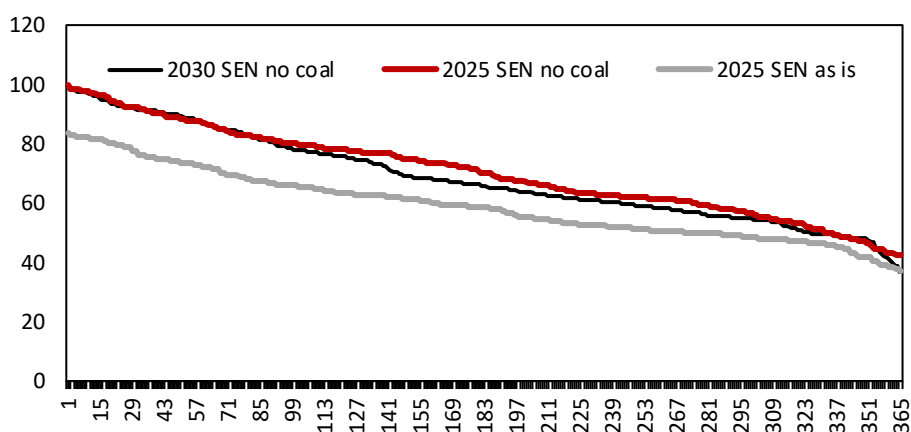
L'attuale infrastruttura gas risulta adeguata a soddisfare, per tutti gli scenari elaborati, le stime di consumo di gas naturale sia nei volumi annuali che nella domanda di picco delle centrali termoelettriche. Il *phase-out* del carbone ed il conseguente incremento dei consumi gas negli scenari SEN 2025 e SEN 2030 non mostrano incrementi dei consumi di gas per cui si renda necessario un'estensione o potenziamento dell'infrastruttura esistente.

Il dato di maggiore produzione a gas stimato negli scenari è di 131 TWh al 2030 nello scenario SEN 2030. Poco inferiore il dato relativo al 2025 dello scenario SEN 2025, 130 TWh. La generazione a gas è stimata determinare al 2025-2030 un consumo di 25/26 Gmc/anno a confronto delle 23/24 Gmc degli anni 2016/2017. Nel 2010 i consumi di gas naturale del settore termoelettrico sono ammontati a 30 Gmc.

Non si intravede dunque, anche in considerazione degli andamenti dei consumi gas negli altri settori, una carenza dell'attuale infrastruttura.

Anche per quanto riguarda la stima della domanda alla punta gli scenari di maggiore consumo gas prevedono una punta di 99/100 Mmc/giorno. La punta massima di domanda gas in Italia registrata nel febbraio 2012 includeva una domanda gas del settore termoelettrico di 107 Mmc.

Grafico 17 - Domanda giornaliera di gas naturale in Italia Mmc, SEN2025, SEN 2030 e SEN inerziale



Fonte: elaborazioni REF-E

7.6 Quesito numero 6, capacità a gas e rischio stranded costs

La sostituzione dell'attuale capacità a carbone nel 2030 o 2025 come da scenari SEN è compatibile con gli obiettivi di lungo periodo di riduzione delle emissioni di CO2 o si intravede il rischio di lock-in in capacità termica con conseguente rischio di stranded costs?

Non si intravedono rischi per quanto riguarda l'incompatibilità rispetto agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO2 nel lungo periodo, della nuova capacità a gas sviluppata in sostituzione della capacità a carbone sia nel 2025 sia nel 2030.

Lo scenario di *phase-out* della generazione a carbone si basa prevalentemente sullo sviluppo della capacità di accumuli +5 GW e in maniera limitata di nuova capacità a gas. In particolare lo scenario SEN 2025 e SEN 2030 prevedono la realizzazione di 3,000 MW di impianti di generazione a gas.

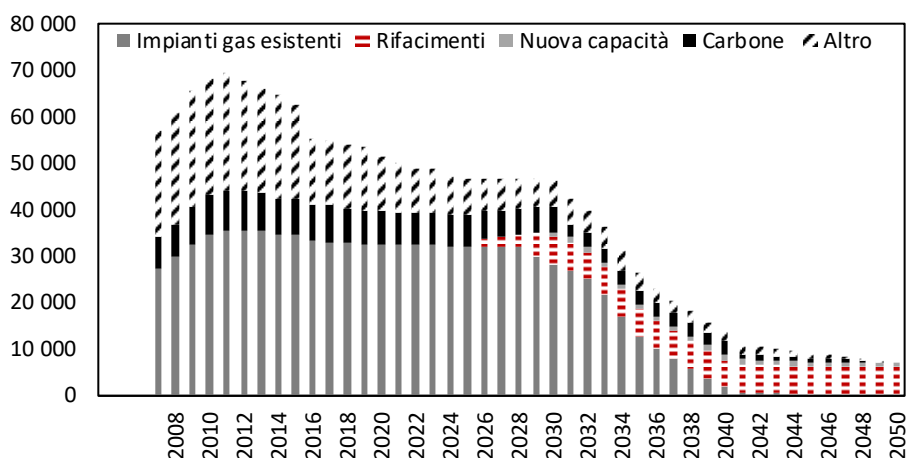
Non si prevede il rischio di *stranded costs* per la capacità di 3,000 MW a gas a fronte degli obiettivi di riduzione della CO2 nel lungo periodo.

L'evoluzione della potenza del parco termoelettrico decresce nel tempo garantendo di mantenere dei ragionevoli *load factor* nel lungo periodo agli impianti a gas sviluppati in conseguenza del *phase-out* del carbone. Anche ipotizzando una durata di 30 anni per i cicli

combinati, il termine della vita utile di importanti volumi di capacità entrata in esercizio nei primi anni 2000 permette l'inserimento di nuove unità a ciclo combinato per le quantità ipotizzate dalla SEN. (vedi Figura)

Le assunzioni del parco impianti Elfo++, peraltro prevedono la necessità di rifacimenti per almeno 6,000 MW dal 2025 al 2030 al fine di mantenere una capacità termoelettrica del parco impianti di 50,000 MW in condizioni di efficienza, come previsto negli scenari Terna. Tali volumi di capacità vengono resi disponibili per i successivi 30 anni.

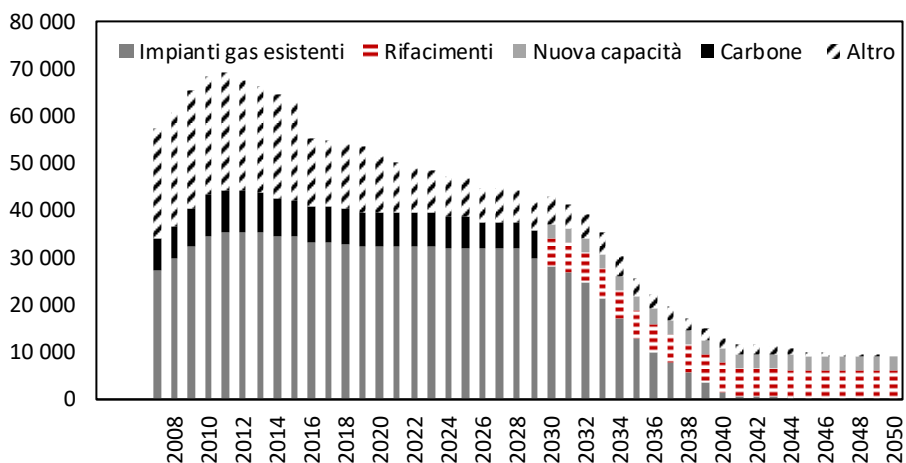
Grafico 18 - Scenario SEN inerziale, disponibilità di capacità termoelettrica 2007-2050 (MW)



Fonte: elaborazioni REF-E

Negli scenari di *phase-out* al 2025 e 2030 e l'introduzione di 3,000MW di capacità a gas non genera stranded costs legati ai vincoli di emissione 2040 e 2050. La realizzazione di 2 GW aggiuntivi rispetto allo scenario *inerziale* è poco significativa nella considerazione complessiva dell'evoluzione del parco impianti termoelettrico nel lungo periodo.

Grafico 19 - Scenario SEN completo (SEN 2025 e SEN 2030), disponibilità di capacità termoelettrica 2007-2050 (MW)



Fonte: elaborazioni REF-E

Per quanto riguarda la stima della producibilità (*load factor*) della capacità installata nel lungo periodo i volumi di energia elettrica generata sono derivati dall'assunzione che le emissioni del settore elettrico debbano essere inferiori all'85% rispetto al 1990 al 2050 e del 60% in meno al 2040.

La producibilità delle centrali a gas trova ampi volumi di domanda contendibile dalle centrali termoelettriche nel rispetto dei vincoli di emissione di lungo periodo.

Le tabelle di seguito mettono in relazione gli obiettivi di riduzione minimi del parco impianti termoelettrico con la capacità installata di cicli combinati a gas naturale nei diversi scenari di *phase-out* del carbone.

Nella Tabella seguente viene calcolato il volume di emissioni massimo per il parco termoelettrico a gas dato dalla differenza tra le emissioni complessive nel rispetto del vincolo e la quota già occupata dalla generazione a carbone. Tali emissioni vengono quindi tradotte in TWh a gas assumendo un coefficiente di emissione di 370 gCO₂/kWh. Ovvero quanti kWh sono producibili a gas naturale senza eccedere i vincoli di emissione.

Quindi viene calcolata la potenza a gas naturale necessaria a fornire tali volumi di generazione nell'ipotesi di un funzionamento di 5,500 ore/anno. Il *load factor* di 5,500 ore è significativamente superiore all'attuale utilizzo delle centrali a ciclo combinato.

La capacità risultante (ovvero i MW di impianti a gas che, funzionando 5,500 ore/anno, emettano un quantitativo comunque inferiore ai vincoli di emissione) è comparata con la capacità installata nei diversi scenari SEN *inerziale* e SEN 2030 e 2025. Qualora la differenza risulti positiva si può assumere che la capacità installata a seguito del processo di *phase-out* non corra il rischio di essere compatibile con gli obiettivi ambientali.

Le celle evidenziate in verde stimano l'eventuale capacità addizionale a gas naturale che troverà spazio nel mercato elettrico con una previsione di un funzionamento orario a 5,500 ore nel rispetto dei vincoli di emissione.

In tutti i casi i risultati comprendono la capacità installata a gas naturale dagli scenari SEN in sostituzione del carbone all'interno del totale della capacità termoelettrica a gas compatibile con il rispetto dei vincoli di emissione a fronte di un soddisfacente *load factor*.

Il rischio di *stranded cost* è invece visibile nella capacità a gas che verrà eventualmente sviluppata negli anni 40, poiché gli obiettivi di riduzione al 2050 ne ridurranno in maniera significativa il funzionamento orario. La generazione di impianti sviluppati al 2025-2030, anche nelle ipotesi di completa sostituzione del carbone avranno un tempo sufficiente per il recupero degli investimenti senza rischio di *stranded*.

In ogni caso, come illustrato nei grafici precedenti, il totale della capacità risulta inferiore alla capacità correntemente installata e non è previsto alcuno sviluppo su *green field*.

Tabella 18 - Scenario SEN inerziale compatibilità parco impianti gas con obiettivi ambientali di lungo periodo

	2030	2040	2050
Vincolo percentuale assunto di riduzione delle emissioni rispetto al 1990	-43%	-60%	-85%
Totale MtCO2 del parco termoelettrico per il rispetto del vincolo	72	50,5	19
MtCO2 da centrali a carbone o altri	22,7	3,2	0
Differenza rispetto a vincolo MtCO2	49,3	47,3	19
Volumi di energia elettrica generabile a gas nel rispetto del vincolo	133	128	51
Totale MW capacità a gas a 5500h	24.226	23.243	9.337
MW installati a gas nello scenario <i>SEN inerziale</i>	34.900	8575	7000
Differenza	-10.674	14.668	2.337

Fonte: elaborazioni REF-E

Tabella 19 - Scenario SEN 2025 e 2030 compatibilità parco impianti gas con obiettivi ambientali di lungo periodo

	2030	2040	2050
Vincolo percentuale assunto	-43%	-60%	-85%
Totale MtCO2 del parco termoelettrico per il rispetto del vincolo	72	50,5	19
MtCO2 da centrali a carbone o altri	4,5	0,7	0
Differenza rispetto a vincolo	67,5	49,8	19
Volumi di energia elettrica generabile a gas nel rispetto del vincolo	182	135	51
Totale MW capacità a gas a 5500h	33.170	24.472	9.337
MW installati a gas nello scenario SEN 2030 e 2025	36.900	10575	9000
Differenza	-3.730	13.897	337

Fonte: elaborazioni REF-E

Nel breve periodo gli scenari si differenziano per quanto riguarda la stima del *load factor*. Gli scenari che prevedono l'uscita degli impianti a carbone al 2025-2030 prevedono, nel caso degli scenari SEN oltre 3,000 ore di funzionamento anno per le centrali a ciclo combinato a gas. Gli scenari RES al 2030 prevedono un *load factor* inferiore a seguito della maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili. Lo scenario SEN inerziale prevede un *load factor* di 2,700 ore a causa della concorrenza degli impianti residuali a carbone.

Nel dettaglio dei *load factor* degli impianti a carbone al 2030 nello scenario *inerziale* si calcolano circa 5,500 ore per gli impianti sardi e Torrevaldaliga mentre la centrale di Brindisi risulta coprire un ruolo molto marginale con un funzionamento di circa 700 ore/anno.

Tabella 20 - Previsioni del load factor delle centrali a gas CCGT nei diversi scenari

	Impianti	Load factor 2025 da modello	Load factor 2030 da modello
SEN inerziale	Gas	NA	2,768
	Altri carbone	NA	5,545
	Brindisi Sud	NA	719
SEN 2030	Gas	NA	3,081
SEN 2025	Gas	3,162	3,081
RES 2030	Gas	NA	2,908
WWF 2025	Gas	3,183	2,900

Fonte: elaborazioni REF-E

In conclusione dalle analisi effettuate e delle ipotesi considerate, lo sviluppo di nuova capacità a gas nelle quantità previste dalla SEN non sembra in contraddizione con gli scenari ambientali di lungo periodo e non si intravede il rischio che la capacità a gas naturale sviluppata nel 2025-2030 in sostituzione delle centrali a carbone possa generare *stranded costs* a oggi visibili.

8 Le policy

Il provvedimento di *phase-out* non necessita l'elaborazione di particolari meccanismi di *policy*. La formula più semplice per conseguire il *phase-out* consiste nell'introduzione di uno standard di emissione di CO₂ per kWh prodotto. Ad esempio, come per gli altri inquinanti, è possibile l'introduzione di un limite di emissione per kWh prodotto (450 gCO₂/kWh) che di fatto non permetta l'esercizio di centrali a carbone. Il *phase-out* è in discussione in diversi paesi europei e non. La maggiore differenza negli approcci di *policy* riguardano le date per il *phase-out* completo (solitamente 2025-2030, Francia 2022), l'eventuale introduzione di compensazioni economiche per gli operatori e la sovrapposizione al *phase-out* di meccanismi fiscali di tipo *carbon floor price (cfp)* a complemento del sistema di *Emission Trading*.

Le politiche di *phase-out* della capacità a carbone hanno il vantaggio, rispetto ad approcci tramite meccanismi di mercato, di stabilire una data certa per lo smantellamento di una filiera di produzione comunque non più compatibile con gli obiettivi ambientali di lungo periodo.

Tale sicurezza permette di programmare l'uscita della capacità di generazione in tempi adeguati, facilitando la gestione sia degli aspetti tecnici legati agli approvvigionamenti energetici sia degli aspetti legati agli impatti in termini occupazionali. Al contrario gli effetti dei meccanismi di mercato il cui prezzo delle quote di emissione è funzione di variabili sia economico-ambientali sia regolatorio-legislative, sarebbero meno prevedibili e non lineari nel tempo.

In diversi Paesi il dibattito sulle compensazioni ha sollevato il dubbio relativo alla legittimità a riconoscere compensazioni per impianti entrati in esercizio dopo il 1994, data dell'entrata in forza della United Nations Framework Convention on Climate Change. L'argomento tende a considerare lo sviluppo di infrastrutture a carbone dopo tale data come un investimento in un settore in cui era prevedibile o comunque possibile un intervento legislativo restrittivo.

In maniera complementare al *phase-out*, altre *policy* sono intervenute e sono in fase di discussione per limitare l'uso del carbone nella generazione termoelettrica. Il meccanismo di *Emission Trading*, a seguito dell'eccesso di permessi di emissione sul mercato determinato dagli effetti della crisi economica del 2009 e dalla presenza di crediti da progetti internazionali, non è ancora in grado di esprimere un valore della quota tale da assicurare lo *switching* tra la generazione a carbone e quella a gas naturale o rinnovabili. Questo ha portato, negli ultimi anni, in alcuni paesi, a un ritorno della generazione a carbone, pur all'interno di un percorso di progressivo smantellamento delle centrali obsolete anche per effetto dell'introduzione di standard ambientali non legati alle emissioni di CO₂.

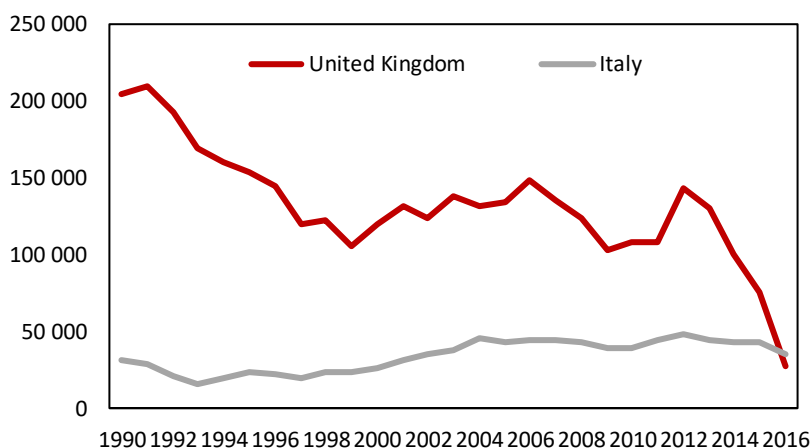
Il *carbon floor price* consiste nell'introduzione di un costo minimo per gli operatori da associare alle emissioni di CO₂. Il meccanismo serve ad integrare il valore dei diritti di emissione ai sensi della direttiva di *Emission Trading*. Con l'introduzione del *cfp* i produttori sono chiamati a pagare, in base al volume di emissioni, la differenza tra il valore minimo fissato per legge ed il valore di

mercato dei permessi ETS¹⁵. Con l'introduzione di un *floor price* la regolazione assicura che il mercato elettrico riceva un adeguato segnale di prezzo sulle emissioni climalteranti indipendentemente dal valore di mercato della quota ETS.

Il meccanismo di *carbon floor price*, adottato nel Regno Unito, è un meccanismo di natura fiscale studiato per complementare la direttiva di *Emission Trading* e allineare i segnali del mercato agli obiettivi di *policy* di decarbonizzazione di lungo periodo. Nel 2013, a seguito di un percorso di consultazione nazionale, il Regno Unito ha introdotto il meccanismo di *carbon floor price*. A partire dal 2013 le emissioni del settore termoelettrico sono tassate per la differenza tra un valore fissato dal legislatore ed il valore dei permessi di emissione a livello europeo. Il prezzo fissato al legislatore era di 16 £ al 2013 da incrementare progressivamente sino a 30 £ al 2020. Successivamente con finanziaria 2014 il Governo ha congelato il livello di supporto a 18 £ per tutto il periodo (circa 21 euro). Il provvedimento ha avuto immediato effetto nel settore termoelettrico, invertendo la tendenza del mercato a incrementare i volumi di generazione a carbone. Il provvedimento prevede maggiori entrate per lo Stato nell'ordine di circa 2 miliardi di Sterline/anno¹⁶. Gli effetti delle *policy* in UK hanno determinato una riduzione della generazione a carbone del 80% dal 2012 al 2016. Nel 2016 la generazione a carbone nel Regno Unito, 28TWh, risulta inferiore a quella italiana, 35 TWh per la prima volta nella storia dell'industria elettrica. Nel 2012 il carbone in UK forniva il 40% circa della richiesta di energia elettrica.

Il Regno Unito ha quindi annunciato l'uscita di un documento di consultazione per il *phase-out* del carbone al 2025 attraverso l'introduzione di standard ambientali relativi alle emissioni specifiche di CO₂ per kWh prodotto che non possono essere raggiunti dalle centrali a carbone. La motivazione di fondo per il *phase-out* da parte del Governo britannico è quello di fissare una data certa per lo smantellamento di una filiera produttiva la cui chiusura dell'attività è comunque prevista, anche grazie all'introduzione del *carbon floor price*, tra il 2022 e il 2030.

Grafico 20 - Generazione elettrica a carbone in UK e Italia, 2007-2016 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

¹⁵ Ad esempio se il valore fissato dal carbon floor price per l'anno 2018 è di 20 €/tCO₂ e il valore dell'ETS è di 8 €/tCO₂ l'operatore elettrico è chiamato a pagare la differenza di 12 euro per ogni tonnellata di CO₂ emesso. Qualora il valore della quota ETS fosse di 20 € o superiore l'operatore non dovrà pagare alcuna differenza.

¹⁶ Carbon Price Floor Standard Note: SN/SC/5927, Last updated: 14 May 2014, House of Commons library.

Il modello di strategia energetica inglese (*carbon floor price + phase-out amministrativo*) dimostra come la transizione energetica, e in particolare l'uscita dalla generazione a carbone, possa essere gestita dall'introduzione di diversi strumenti, di diversa natura, che interagiscono tra loro in maniera da assicurare che le scelte di breve periodo del mercato elettrico siano compatibili con le direttive di fondo dei sistemi energetici in tema di obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti.

Nel caso Olandese il *cfp* dovrebbe essere introdotto al 2020¹⁷ e il *phase-out* al 2030¹⁸. La presenza di un *cfp*, che ha come obiettivo la riduzione della convenienza della generazione a carbone, limita la possibilità o comunque il valore delle compensazioni per gli operatori dal momento che riduce il valore degli investimenti delle centrali. Questo aspetto è particolarmente rilevante in Olanda dove le centrali che saranno oggetto di *phase-out* sono entrate in esercizio nel 2015.

Altre *policy* di *phase-out* sono contemplate in Francia con l'obiettivo di una chiusura delle centrali a carbone al 2022 e in Germania dove tuttavia lo scenario è più complesso dato il contributo del carbone al 40% della domanda finale e il contestuale impegno di *phase-out* nucleare al 2022.

Il *phase-out* della generazione a carbone interviene in un momento di riforma dei sistemi elettrici in Italia in cui altre variabili di *policy* saranno fondamentali.

I rischi maggiori riscontrati nella presentazione dei diversi scenari consistono nella mancanza, a oggi, di strumenti che permettano lo sviluppo delle fonti rinnovabili nelle quantità e nei termini delineati dalla SEN. La crescita degli investimenti nella generazione delle fonti rinnovabili è in forte rallentamento dal 2012 a seguito del blocco della precedente politica di incentivazione, senza la proposta di un modello di sviluppo alternativo. Per quanto gli obiettivi di breve periodo al 2020 siano a portata di mano, gli obiettivi al 2030 necessitano un nuovo impulso negli investimenti delle rinnovabili con una crescita del 5% anno a partire da oggi. I settori produttivi ed industriali soffrono di politiche "a fisarmonica" caratterizzate da forti fasi di accelerazione a cui fanno seguito periodi di blocco degli investimenti. Una crescita costante nel tempo è più solida e complessivamente meno onerosa. Gli strumenti ipotizzati nella SEN ed in particolare l'assegnazione tramite asta e la copertura con contratti di acquisto di lungo periodo, tipo *Power Purchasing Agreement*, risultano uno strumento adeguato alla crescita delle fonti rinnovabili nei mercati elettrici di oggi. Tali strumenti, a garanzia degli obiettivi, devono essere accompagnati da quote annuali di capacità assegnate all'asta proporzionali agli obiettivi che si vogliono raggiungere nel lungo periodo. A oggi, tuttavia, strumenti di assegnazione e volumi di capacità da assegnare tramite asta non sono ancora stati definiti e introdotti a livello legislativo. Attendere il 2020 per fare ripartire le fonti rinnovabili rischia di accumulare un ritardo nel raggiungimento degli obiettivi 2030.

Un punto importante nella definizione dei contratti di acquisto dell'energia rinnovabile sarà il meccanismo di remunerazione dell'energia tramite asta. I due criteri principali sono di *floor* o *per differenza*. Nel primo caso il contratto stabilisce il prezzo minimo garantito di acquisto dell'energia rinnovabile, ma la remunerazione degli impianti potrebbe essere superiore in base

¹⁷ È ipotizzato un *carbon floor price* di 18 €/tCO₂ al 2020 crescente a 43 €/tCO₂ al 2030.

¹⁸ Tempi, valori del *phase-out* e del *carbon floor price* sono definiti dall'accordo di Governo Olandese del 10 ottobre 2017; <https://www.kabinetsformatie2017.nl/documenten/publicaties/2017/10/10/regeerakkoord-vertrouwen-in-de-toekomst>.

ai prezzi del mercato elettrico, qualora questi superassero le soglie di *floor* definite dalle aste. Nel secondo caso il prezzo di acquisto sarebbe fissato per un periodo di tempo e le parti del contratto sarebbero obbligate a compensare la differenza tra il prezzo concordato ed il valore di vendita dell'energia sul mercato. I due modelli determinano un impatto differente in termini di costo per il sistema che potrebbe diventare significativo nel tempo.

La SEN pur descrivendo l'approccio per assicurare l'acquisto di energia rinnovabile, non definisce tempi e modi per l'introduzione dei meccanismi proposti.

Quindi si rende necessario promuovere lo sviluppo e la diffusione degli accumuli sia come risorse di rete che per la stabilizzazione della disponibilità delle fonti rinnovabili e un'ottimizzazione del profilo di generazione delle fonti rinnovabili aleatorie con la domanda elettrica.

Anche in questo campo si riscontra un considerevole *gap* tra i numeri degli scenari del documento di consultazione della SEN, sino a 5GW di capacità di accumuli, e la proposta di politiche e meccanismi per il raggiungimento dell'obiettivo. Tali politiche di sviluppo potranno passare attraverso la partecipazione delle fonti rinnovabili e relativi accumuli ai mercati della riserva e della capacità, attraverso l'inclusione nei costi di trasmissione e distribuzione della capacità di accumulo, nonché nelle politiche per favorire la generazione distribuita con accumulo presso l'utenza finale, prevedendo modalità di coordinamento delle unità decentrate per contribuire alla sicurezza del sistema. Gli attuali progetti pilota di Terna negli accumuli sono limitati a poche decine di MW a fronte di obiettivi definiti dal documento della SEN di 5,000 MW. Manca la declinazione di un piano strategico, sia in termini di policy che di meccanismi di remunerazione della capacità, per il raggiungimento dell'obiettivo.

In ultimo si sottolinea l'urgenza di promuovere la partecipazione della domanda ai mercati elettrici assumendo un'equivalenza tra il bisogno di nuova capacità di generazione e la disponibilità di fornire servizi di riserva da parte dei carichi. La partecipazione della domanda nel mercato elettrico italiano è ancora confinata alla fase iniziale sul mercato dei servizi ancillari.

9 Conclusione

Il documento di consultazione della SEN ha introdotto la possibilità di un *phase-out* della generazione a carbone nel 2030 o nel 2025. REF-E ha sviluppato uno scenario di *phase-out* completo dal carbone al 2025 per conto di WWF. Lo scenario è caratterizzato dall'uscita del carbone senza l'entrata di nuova capacità termoelettrica a gas in sostituzione. Lo scenario WWF 2025 si basa su un maggiore apporto di fonti rinnovabili, la partecipazione della domanda ai mercati elettrici e il ricorso agli accumuli.

Lo scenario WWF 2025 è quindi confrontato con altri possibili scenari che contemplino il ritiro del carbone al 2030 attraverso un incremento della capacità a gas (SEN 2030) o della generazione rinnovabile (RES 2030), che anticipino il ritiro al 2025 con sostituzione con nuovi impianti a gas (SEN 2025) o che non intervengano nell'anticipare il ritiro delle centrali a carbone (SEN inerziale).

Lo scenario WWF 2025:

- registra un impatto sulle tariffe elettriche finali rispetto allo scenario SEN inerziale compreso tra lo 0.8 e il 2.1% limitato al 2025
- riduce l'impatto sulle tariffe già al 2026 ed annulla le differenze al 2030 rispetto alle scenario che non prevede l'uscita del carbone

- determina un risparmio di circa 0.6 miliardi di euro al 2025 in termini di minore consumo di combustibili fossili ed acquisto di permessi di emissione
- determina un risparmio di circa 1 miliardo di euro al 2030 in termini di minore consumo di combustibili fossili ed acquisto di permessi di emissione
- prevede un investimento di circa 1.25-1.7 miliardi di €/anno in maggiore capacità di fonti rinnovabili
- permette di indirizzare risorse economiche oggi destinate all'acquisto di combustibili fossili ed annullamento dei diritti di emissione al finanziamento delle fonti rinnovabili con potenziali ricadute positive in termini occupazionali
- permette di ridurre le emissioni climateranti per circa 100 MtCO₂ nel periodo 2025-2030 rispetto al *phase-out* al 2030 o allo scenario SEN inerziale. Nello specifico determina una riduzione di 20 MtCO₂ al 2025 e di 17 MtCO₂ al 2030 anno
- permette di tagliare le emissioni nel periodo in cui è previsto il volume massimo di emissioni da parte degli impianti a carbone.
- non prevede l'insorgere di rischi nell'adeguatezza del sistema elettrico grazie alla partecipazione della domanda ai mercati elettrici e all'implementazione del coordinamento dei mercati di bilanciamento a livello europeo
- prevede che la capacità a carbone in Sardegna possa essere sostituita senza il ricorso allo sviluppo di una nuova infrastruttura a gas.

Le maggiori evidenze negli alti scenari sono:

- in nessuno scenario di *phase-out* del carbone al 2025 e 2030 sono previsti particolari implicazioni in termini di e adeguatezza del sistema
- in tutti gli scenari l'attuale infrastruttura di trasporto e stoccaggio gas esistente è adeguata ai volumi di generazione a gas previsti
- la sostituzione delle centrali a carbone con capacità a gas, nei termini delineati nel documento di consultazione della SEN, non rischia di introdurre nuovi *stranded cost* per incompatibilità dell'infrastruttura con gli obiettivi ambientali di lungo periodo

Rispetto alle policy il lavoro sottolinea come

- L'opzione di policy di *phase-out* possa essere integrata dall'introduzione di un meccanismo di *carbon floor price* come previsto nel Regno Unito e come di prossima adozione in Olanda.
- lo sviluppo di fonti rinnovabili e accumuli nei tempi e nelle quantità previste dalla SEN chiede la definizione di politiche coerenti con gli obiettivi ad oggi non ancora adottate.

10 Indice dei grafici

Grafico 1 - Costo complessivo della generazione termoelettrica, combustibile ed <i>Emission Trading</i> 2025	7
Grafico 2 - Costo complessivo della generazione termoelettrica, combustibile ed <i>Emission Trading</i> 2030	8
Grafico 3 - LOLP e distacco medio orario WWF 2025 (%sx, MWdx)	10
Grafico 4 - Prezzi delle principali <i>commodity</i> (€/Gcal sx, \$/bbl dx)	20
Grafico 5 - Prezzo quota ETS (€/tCO ₂ sx)	20
Grafico 6 - Emissioni di CO ₂ 2025-2030 del carbone nei diversi scenari	26
Grafico 7 - Variazione del LOLE in funzione della variabilità delle FER intermittenti	30
Grafico 8 - LOLP e distacco medio orario SEN inerziale (%sx, MWdx)	30
Grafico 9 - LOLP e distacco medio orario SEN 2030 (%sx, MWdx).....	30
Grafico 10 - LOLP e distacco medio orario RES 2030 (%sx, MWdx)	31
Grafico 11 - LOLP e distacco medio orario SEN 2025 (%sx, MWdx).....	31
Grafico 12 - LOLP e distacco medio orario WWF 2025 (%sx, MWdx)	31
Grafico 13 - <i>Mix</i> elettrico sardegna nei diversi scenari (TWh)	33
Grafico 14 - Domanda giornaliera di gas naturale in Sardegna Mmc, SEN2025 e SEN 2030.....	34
Grafico 15 - LOLP e distacco medio orario WWF 2025 (% sx, MW dx)	35
Grafico 16 LOLP e distacco medio orario SEN 2025 (% sx, MW dx)	35
Grafico 17 - Domanda giornaliera di gas naturale in Italia Mmc, SEN2025, SEN 2030 e SEN inerziale	36
Grafico 18 - Scenario SEN inerziale, disponibilità di capacità termoelettrica 2007-2050 (MW) 37	
Grafico 19 - Scenario SEN completo (SEN 2025 e SEN 2030), disponibilità di capacità termoelettrica 2007-2050 (MW).....	37
Grafico 20 - Generazione elettrica a carbone in UK e Italia, 2007-2016 (GWh)	41

11 Indice delle tabelle

Tabella 1 - Input dei 5 scenari variabili comuni agli scenari.....	6
Tabella 2 - Input dei 5 scenari variabili specifiche ai singoli scenari	6
Tabella 3 - Costo medio del sistema €/MWh al 2025	7
Tabella 4 - Costo medio del sistema €/MWh al 2030	8
Tabella 5 - Emissioni attese al 2025 e 2030 nello scenario inerziale e risparmi annui conseguiti dalle ipotesi di <i>phase-out</i> (MtCO ₂)	9
Tabella 6 - Stima del LOLE nei diversi scenari in funzione delle diverse ipotesi relative al <i>range</i> di aleatorietà delle FER	10
Tabella 7 - Assunzioni domanda elettrica 2025-2050 (TWh)	18
Tabella 8 - Domanda alla punta 2025-2050 (MW).....	19
Tabella 9 - Contributo delle fonti rinnovabili sui sulla domanda di energia elettrica.....	19
Tabella 10 - Saldo import 2025-2050 (TWh)	20
Tabella 11 - Assunzioni parco impianti a carbone negli scenari SEN	21
Tabella 12 - Costo medio del sistema €/MWh al 2025	23

Tabella 13 - Costo medio del sistema €/MWh al 2030	24
Tabella 14 - Costo complessivo della generazione termoelettrica, combustibile ed <i>Emission Trading</i> 2025	25
Tabella 15 - Costo complessivo della generazione termoelettrica, combustibile ed <i>Emission Trading</i> 2030	25
Tabella 16 - Emissioni attese al 2025 e 2030 nello scenario inerziale e risparmi annui conseguiti dalle ipotesi di <i>phase-out</i> (MtCO ₂)	27
Tabella 17 - Calcolo del LOLE nei diversi scenari e con diverse ipotesi relative al <i>range</i> di disponibilità delle FER	29
Tabella 18 - Scenario SEN inerziale compatibilità parco impianti gas con obiettivi ambientali di lungo periodo	39
Tabella 19 - Scenario SEN 2025 e 2030 compatibilità parco impianti gas con obiettivi ambientali di lungo periodo	39
Tabella 20 - Previsioni del load factor delle centrali a gas CCGT nei diversi scenari.....	39

