

2019

**RAPPORTO ADEGUATEZZA ITALIA**  
TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA









## 1. SOMMARIO

1.	SOMMARIO .....	4
2.	INDICE FIGURE .....	6
3.	INDICE BOX .....	7
4.	EXECUTIVE SUMMARY .....	8
4.1.	Contesto di riferimento .....	8
4.2.	Impatti sul sistema .....	8
4.3.	Obiettivo del documento .....	8
4.4.	Risultati principali .....	9
5.	INTRODUZIONE .....	12
5.1.	Premessa .....	12
5.2.	Contesto normativo .....	12
5.3.	Il concetto di adeguatezza.....	15
5.4.	Misure già adottate .....	15
5.5.	Obiettivi del documento .....	15
5.6.	Struttura del documento.....	15
6.	LE EVIDENZE DEL SISTEMA ELETTRICO.....	19
6.1.	La recente evoluzione del sistema.....	19
6.1.1.	La disponibilità della capacità di generazione termoelettrica .....	19
6.1.2.	La variabilità della domanda .....	19
6.2.	L’impatto sull’adeguatezza del sistema.....	20
6.3.	Le principali azioni adottate .....	22
7.	MID-TERM ADEQUACY FORECAST 2018 .....	24
7.1.	Il documento e la metodologia.....	24
7.2.	gli aggiornamenti del 2018.....	24
7.3.	Le principali evidenze.....	25
7.4.	Le differenze con le analisi nazionali .....	27
8.	SCENARI PREVISIONALI.....	28
8.1.	La costruzione dello scenario .....	28
8.2.	Scenari nazionali ed europei.....	28
8.2.1.	Il Piano Nazionale Integrato Clima Energia .....	28
8.2.2.	I riferimenti Europei .....	29
8.3.	Sintesi degli scenari adottati per le analisi .....	29
8.3.1.	La domanda.....	30
8.3.2.	La generazione .....	30
8.3.3.	Gli accumuli .....	31

8.3.4.	La rete e i limiti di scambio .....	32
8.3.5.	La copertura della domanda .....	36
9.	MODELLO E METODOLOGIA.....	38
9.1.	Obiettivi e approccio .....	38
9.2.	Il modello utilizzato.....	38
9.2.1.	Il sistema italiano .....	38
9.2.2.	Il contributo estero all’analisi di adeguatezza .....	39
9.2.3.	La costruzione di “anni Monte Carlo” .....	40
9.2.4.	Unit commitment e dispatching.....	41
9.2.5.	La valutazione dell’adeguatezza .....	41
9.2.6.	Valutazione della capacità termica adeguata .....	43
10.	RISULTATI DELLE ANALISI DI ADEGUATEZZA .....	44
10.1.	Overview delle analisi effettuate .....	44
10.2.	Scenario: Piano Nazionale Integrato Energia Clima 2025 .....	45
10.3.	Scenario: Piano Nazionale Integrato Energia Clima 2025 – sensitivity storage.....	48
10.4.	Scenario: Sustainable Transition 2025.....	50
10.5.	Scenario Piano Nazionale Integrato Energia Clima 2030 .....	51
11.	CONCLUSIONI.....	53
11.1.	Principali evidenze .....	53
11.2.	Lo scenario PNIEC.....	53
11.3.	Lo scenario ST.....	53
11.4.	Prospettive .....	54

## 2. INDICE FIGURE

FIGURA 1 – CAPACITÀ DI GENERAZIONE TERMOELETTRICA AI FINI DELL’ADEGUATEZZA DEL SISTEMA [GW] ....	9
FIGURA 2 - GENERAZIONE INSTALLATA NETTA 2013-2018 [GW].....	19
FIGURA 3 - CORRELAZIONE TEMPERATURA – DOMANDA.....	20
FIGURA 4 - DETERMINAZIONE DELLA CAPACITÀ DISPONIBILE ATTESA.....	21
FIGURA 5 - RIDUZIONE DEL MARGINE DI ADEGUATEZZA 2013-2018 [GW].....	22
FIGURA 6 - ENTSO-E MAF 2018, BASE CASE 2020.....	25
FIGURA 7 - ENTSO-E MAF 2018, BASE 2025.....	25
FIGURA 8 – ENTSO-E MAF 2018, DECOMMISSIONING SENSITIVITY.....	26
FIGURA 9 - ENTSO-E MAF 2018, (A) BASE CASE 2025, (B) DECOMMISSIONING SENSITIVITY.....	26
FIGURA 10 – STORYLINE SCENARIO.....	28
FIGURA 11 - OVERVIEW SCENARI DISPONIBILI.....	30
FIGURA 12 - DOMANDA CONSIDERATA [TWH].....	30
FIGURA 13 – SCENARIO ST, CAPACITÀ DI GENERAZIONE INSTALLATA [GW].....	31
FIGURA 14 – SCENARIO PNIEC, CAPACITÀ DI GENERAZIONE INSTALLATA [GW].....	31
FIGURA 15 - INTERVENTI PREVISTI IN AREA NORD, (A) 2025, (B) 2030.....	33
FIGURA 16 - INTERVENTI PREVISTI NELLE AREE CENTRO E SUD, (A) 2025, (B) 2030.....	34
FIGURA 17 – DOMANDA E GENERAZIONE [TWH], (A) SCENARIO PNIEC, (B) SCENARIO ST.....	36
FIGURA 18 – STRUTTURA ZONALE CONSIDERATA.....	38
FIGURA 19 – DISPONIBILITÀ IMPORT FRONTIERA NORD (ESEMPIO), (A) INVERNO, (B) ESTATE.....	39
FIGURA 20 – MODELLIZZAZIONE CONTRIBUTO ESTERO PER ANALISI DI ADEGUATEZZA.....	39
FIGURA 21 - DEFINIZIONE “ANNO MONTE CARLO.....	40
FIGURA 22 - INPUT/OUTPUT VALUTAZIONE UNIT COMMITMENT E DISPATCHING.....	41
FIGURA 23 – DISTRIBUZIONE PROBABILITÀ INDICATORE ENS (ESEMPIO).....	42
FIGURA 24 - VALUTAZIONE ITERATIVA GENERAZIONE TERMICA ADEGUATA.....	43
FIGURA 25 – OVERVIEW ANALISI EFFETTUATE.....	44
FIGURA 26 – PNIEC 2025, LOLE SISTEMA NAZIONALE IN FUNZIONE DELLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA INSTALLATA.....	45
FIGURA 27 – SCENARIO PNIEC 2025, RISULTATI ANALISI [GW].....	46
FIGURA 28 -PNIEC 2025, LOCALIZZAZIONE NUOVA CAPACITÀ GAS E ACCUMULI.....	46
FIGURA 29 – PNIEC 2025, LOCALIZZAZIONE NUOVA CAPACITÀ GAS E ACCUMULO, (A) CASO BASE, (B) SENSITIVITY STORAGE.....	48
FIGURA 30 – ST 2025, LOLE SISTEMA NAZIONALE IN FUNZIONE DELLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA INSTALLATA.....	50
FIGURA 31 – PNIEC 2030, LOLE SISTEMA NAZIONALE IN FUNZIONE DELLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA INSTALLATA.....	51
FIGURA 32 – SCENARIO PNIEC 2030, RISULTATI ANALISI [GW].....	52
FIGURA 33 - LOCALIZZAZIONE NUOVA CAPACITÀ GAS E ACCUMULO, (A) PNIEC 2025, (B) PNIEC 2030.....	52

### 3. INDICE BOX

BOX 1 – PRINCIPALI EVIDENZE DELLO STUDIO .....	11
BOX 2 – LE DIMENSIONI DEL SISTEMA ELETTRICO .....	14
BOX 3 – MODELLI DETERMINISTICI E PROBABILISTICI .....	17
BOX 4 – STRUTTURA DEL DOCUMENTO .....	18
BOX 5 – EVENTI CRITICI 2015-2017.....	23
BOX 6 - ENTSO-E .....	24
BOX 7 – I PRINCIPALI INDICATORI DI ADEGUATEZZA.....	25
BOX 8 – REVISIONE STRUTTURA ZONALE.....	33
BOX 9 – OUTLOOK SCENARI FRANCIA E GERMANIA.....	37
BOX 10- DATABASE CONDIZIONI CLIMATICHE.....	40
BOX 11 - LE SOGLIE DI ADEGUATEZZA .....	42
BOX 12-SCENARIO PNIEC 2025, SINTESI PRINCIPALI CARATTERISTICHE .....	45
BOX 13 - SCENARIO PNIEC 2025 - SENSITIVITY STORAGE, SINTESI PRINCIPALI CARATTERISTICHE.....	48
BOX 14 - SCENARIO ST 2025, SINTESI PRINCIPALI CARATTERISTICHE.....	50
BOX 15 - SCENARIO PNIEC 2030, SINTESI PRINCIPALI CARATTERISTICHE.....	51



## 4. EXECUTIVE SUMMARY

### 4.1. CONTESTO DI RIFERIMENTO

Il sistema elettrico italiano ha vissuto negli ultimi dieci anni una **sensibile riduzione di capacità installata di generazione termica** e un rilevante sviluppo della generazione da fonte rinnovabile non programmabile. Negli ultimi 6 anni, il sistema ha perso circa 15 GW di capacità termica tradizionale, a cui si aggiungono più di 3 GW di impianti esistenti, ma non disponibili all'esercizio. Ad oggi, sono disponibili ed utilizzabili circa 58 GW di capacità termica tradizionale.

Allo stesso tempo la **variabilità della domanda** di energia elettrica è aumentata: la **correlazione fra temperatura e domanda** si è rafforzata, specie durante il periodo estivo (per effetto della forte diffusione dei sistemi di condizionamento), arrivando, dopo il 2015, a **incrementi di circa 2000 MW per ogni °C di aumento di temperatura**. Ciò ha comportato, parallelamente, un sensibile aumento dei valori di picco estivo e della loro frequenza, mettendo a dura prova l'adeguatezza di un sistema che risulta già limitato da una ridotta capacità di generazione termica per quanto sopra descritto.

Questo trend troverà ulteriore conferma nei prossimi anni sulla spinta di una legislazione, nazionale e comunitaria, orientata ad una profonda decarbonizzazione del sistema energetico per far fronte ai gravi rischi del cambiamento climatico. Più nello specifico, il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) prevede **un forte sviluppo delle rinnovabili con oltre 90 GW di capacità al 2030, di cui circa 70 GW di eolico e fotovoltaico**. Con questa capacità installata le rinnovabili potranno coprire circa il 55% del consumo interno lordo, stabilendosi come principale fonte elettrica. La domanda di energia elettrica, guidata dagli effetti contrastanti di una progressiva elettrificazione dei consumi e di una forte spinta all'efficienza energetica, è comunque generalmente prevista in crescita e **si dovrebbe attestare intorno ai 330 TWh al 2030**.

### 4.2. IMPATTI SUL SISTEMA

La chiusura di impianti termici tradizionali e l'elevata termosensibilità della domanda elettrica hanno comportato il manifestarsi di condizioni di esercizio del sistema elettrico particolarmente critiche rispetto ai livelli di adeguatezza dello stesso. In particolare, ciò

<sup>1</sup> Vedi Appendice alla DTF n. 2 ai sensi dell'articolo 2.1 della Disciplina del Mercato della Capacità approvata con D.M. 28 giugno 2019.

che è facilmente riscontrabile è la **sensibile riduzione del cosiddetto margine di adeguatezza**, che viene definito come quota di potenza disponibile una volta soddisfatta la domanda e la riserva del sistema. **Tale valore ha subito una riduzione fra il 2014 e il 2015 di circa il 76%, passando da 25 a 6 GW nell'arco di un anno**.

Senza azioni correttive questo trend continuerà, portando il sistema elettrico in condizioni di esercizio sempre più critiche. A fronte di una progressiva crescita delle fonti rinnovabili come previsto nel PNIEC si riducono infatti la produzione e di conseguenza le **ore di funzionamento degli impianti termoelettrici tradizionali** i quali, in assenza di meccanismi di remunerazione della capacità, vengono dismessi dai produttori. Tuttavia, in termini di contributo all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema **1.000 MW di fonte eolica o solare non sono equivalenti a 1.000 MW di capacità termica convenzionale**. A titolo di esempio le analisi di Terna portano a concludere che **1.000 MW di fonte solare danno lo stesso contributo all'adeguatezza di 110 MW di capacità termica tradizionale**.<sup>1</sup>

### 4.3. OBIETTIVO DEL DOCUMENTO

L'obiettivo del presente documento è **presentare metodologia e risultati, su orizzonti temporali di medio-lungo termine (2025-2030), per la valutazione delle risorse di generazione necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico negli scenari considerati**.

Più precisamente le analisi condotte e descritte nel seguito del documento sono finalizzate a fornire una valutazione della generazione termica convenzionale necessaria a garantire predefiniti livelli di adeguatezza del sistema elettrico.

Uno degli indicatori principali per misurare l'adeguatezza (o inadeguatezza) di un sistema elettrico sono le ore all'anno in cui è probabile un distacco del carico. Questo indicatore è anche noto come LOLE (Loss of Load Expectation) ed è stato adottato come criterio di adeguatezza sia a livello europeo che al livello di singoli paesi. **Generalmente, un sistema elettrico si considera adeguato quando non ci sono più di 3 ore LOLE**<sup>2</sup>.

La valutazione di adeguatezza è necessariamente un'analisi di tipo probabilistico per tenere in

<sup>2</sup> In ambito nazionale tale valore è stato definito formalmente come target nel DM28/06/2019.

considerazione le variazioni (causali e non) delle principali variabili di input, tra cui l'aleatorietà legata ai fenomeni climatici quali ad esempio la temperatura, la ventosità e l'irraggiamento che producono, a loro volta, un impatto diretto sia sulla domanda di energia elettrica sia sulla disponibilità di una sempre più consistente quota parte di generazione: le fonti rinnovabili.

#### 4.4. RISULTATI PRINCIPALI

Le analisi svolte e descritte in maggior dettaglio in questo rapporto evidenziano come, in un orizzonte di medio-lungo termine (2025-2030), il sistema elettrico italiano necessita di una **capacità di generazione termoelettrica non inferiore ai 54-55 GW (Figura 1) per rispettare il criterio di adeguatezza di un massimo di 3 ore LOLE**. Questo significa che il sistema elettrico ha bisogno di interventi strategici per promuovere la realizzazione di nuova capacità in sostituzione di quella prevista in dismissione (in primis la generazione a carbone) e per mantenere in piena efficienza quella esistente, sempre più destinata a fornire un servizio di "riserva" e sempre meno a coprire il carico di base.

Al 2025 lo scenario PNIEC presenta una **riduzione della capacità di generazione termoelettrica da circa 58 GW (utilizzabili 2019) a circa 49 GW**, dovuta

principalmente al phase-out completo del carbone (7,9 GW). A fronte di tale riduzione si rende **necessario la realizzazione di +3 GW di accumuli addizionali e di +5,4 GW di generazione addizionale a gas** per gestire il phase-out del carbone. Gli impianti a gas dovranno essere dislocati **principalmente nella zona Nord** (poco più del 60%) e **in misura minore nel Centro, nel Sud e in Sardegna**, mentre il fabbisogno di nuova capacità di accumuli è concentrata nel Centro e nel Sud.

In assenza di nuova capacità, quindi **con un parco termico di capacità inferiore a 50 GW al 2025, le ore LOLE sarebbero pari a circa 30**, valore oltre 10 volte superiore agli standard di adeguatezza adottati sia in ambito nazionale sia in ambito europeo. In tale scenario, l'energia non fornita ai consumatori ammonterebbe a circa 11 GWh, più di 14 volte superiore al livello obiettivo definito dall'Autorità.<sup>3</sup> **In termini pratici, con un distacco di carico di questo ordine di grandezza il PESSE (Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico) si trasformerebbe da una misura di emergenza ad uno strumento ordinario di gestione del sistema elettrico con forti disagi per i cittadini e per le imprese.**

Anche a fronte di 40 GW di nuova capacità rinnovabile previste nello scenario PNIEC 2030, per garantire l'adeguatezza del sistema sarà necessaria una capacità termica installata di poco inferiore a quella

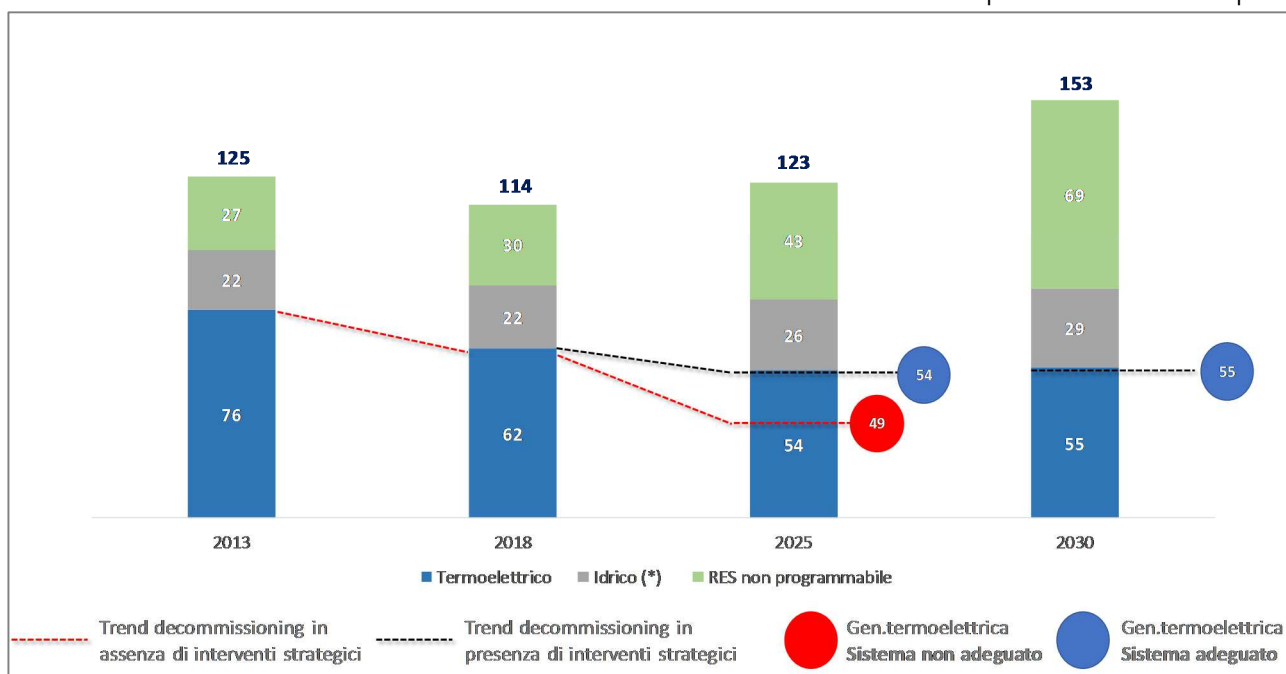


Figura 1 – Capacità di generazione termoelettrica ai fini dell'adeguatezza del sistema [GW]

<sup>3</sup> La Delibera 635/2015 definisce dei target di energia non fornita per il periodo di regolazione 2016-23. Al 2023 questo livello obiettivo è pari a 763 MWh.

(\*) Include valore stimato accumuli su 2025 e 2030

attualmente disponibile; tale capacità dovrà essere sempre disponibile, per far fronte ai periodi di scarsa producibilità delle fonti rinnovabili e alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico ma utilizzata solo quando necessario, garantendo quindi il suo contributo in Potenza (MW) e minimizzando al contempo il suo contributo in Energia (MWh). È di tutta evidenza infatti che, essendo la priorità di dispacciamento determinata dai mercati dell'energia, gli impianti a fonti rinnovabili, con costi variabili di generazione pressoché nulli, avranno sempre e comunque priorità di dispacciamento sugli impianti termici.

In un mercato elettrico basato sui prezzi di breve termine, che per loro natura non possono riflettere pienamente le condizioni attese per il futuro, una riduzione del contributo in Energia (MWh) di un impianto termico implica una riduzione e forte aleatorietà dei suoi profitti e, di conseguenza, l'impossibilità di coprire in alcuni casi i suoi costi fissi. Tali impianti si ritrovano, quindi, in condizioni economiche che possono portare alla loro chiusura definitiva. Inoltre, un mercato elettrico basato sui prezzi spot non è capace di garantire un adeguato segnale di prezzo agli investimenti in nuova capacità produttiva, che per loro natura hanno orizzonti temporali di realizzazione e di ritorno degli investimenti di lungo termine.

In questo disegno di mercato diventa estremamente difficile per gli operatori pianificare investimenti in nuova ed efficiente capacità di generazione sapendo che gli impianti saranno sempre meno utilizzati per la copertura del "carico di base" e sempre più utilizzati per la gestione dei "picchi di carico"; per questo motivo diviene fondamentale la **disponibilità di segnali di prezzo di lungo termine ancorati alla disponibilità della risorsa (e.g. Capacity Market) come già previsto peraltro dal D.M. 28/06/2019.**

È importante sottolineare che la nuova capacità dovrà essere opportunamente dislocata sul territorio nazionale, ponendo particolare attenzione alla adeguatezza delle **zone Nord e Centro Nord del Paese**, caratterizzate da una elevata domanda, da un minore sviluppo atteso della fonte rinnovabile e legate, in particolare la prima, alla possibilità di importare energia dai Paesi confinanti. In tale zona di mercato le analisi di adeguatezza hanno evidenziato sistematicamente le maggiori criticità in tutti gli scenari considerati.

**L'esercizio e le caratteristiche di tale generazione termica saranno differenti da quelli attuali**, dovendo da una parte rispettare requisiti ambientali sempre più stringenti e dall'altra garantire modalità di funzionamento sempre più flessibili e rapidamente adattabili alla variabilità del carico residuo che sarà chiamato a soddisfare.

Gli obiettivi 2030 pongono, pertanto, importanti sfide al sistema elettrico su tutte le sue dimensioni: oltre all'adeguatezza, anche la sicurezza, la qualità della fornitura, la resilienza e la sostenibilità complessiva del sistema sono messe a dura prova.

In questo contesto una piena integrazione delle fonti energetiche rinnovabili richiede, necessariamente e in parallelo, la realizzazione di un **set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro**. Le principali categorie di intervento individuate da Terna, in qualità di Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale sono:

- **investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sulle Interconnessioni con l'estero**, mirati a rafforzare la magliatura della rete, ridurre le congestioni e rimuovere i vincoli;
- **corretti segnali di prezzo di lungo termine** allo scopo di realizzare o convertire impianti di nuova generazione, sia termoelettrici attraverso meccanismi come il mercato della capacità, sia rinnovabili attraverso strumenti come le aste FER e *Power Purchase Agreement* (PPA);
- sviluppo di ulteriore **capacità di accumulo** opportunamente localizzata, che contribuirà a garantire la minimizzazione della *overgeneration* (vale a dire della produzione 'tagliata' in quanto non consegnabile) nelle ore di massima generazione solare, fornendo altresì servizi pregiati in virtù dell'elevata flessibilità di questi impianti e contribuendo all'adeguatezza del Sistema;
- **evoluzione dei mercati** per favorirne l'integrazione a livello europeo e per garantire il giusto equilibrio tra la spinta alla partecipazione delle nuove risorse (domanda, Generazione Distribuita (GD), storage) e una gestione centralizzata del Sistema Elettrico, necessaria per continuare ad assicurarne la sicurezza e l'efficienza;
- **investimenti per la digitalizzazione in un Sistema Elettrico sempre più complesso, sia per la gestione delle reti sia per osservare e controllare in tempo reale le risorse distribuite.**



## Principali evidenze dello studio

### Necessità di sistema



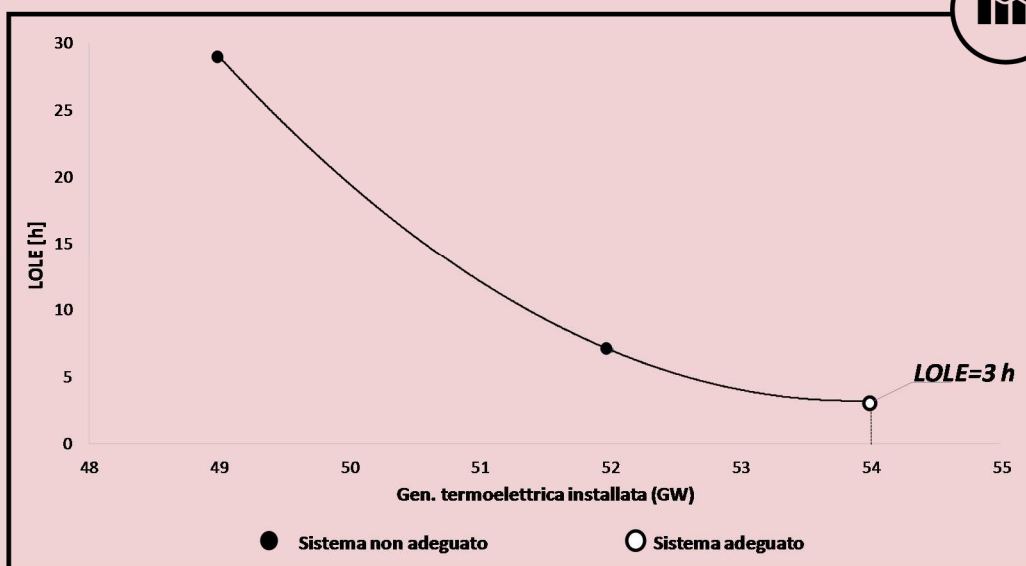
- Almeno **54-55 GW di capacità termica** nel medio-lungo termine per garantire adeguatezza (al massimo 3 ore LOLE)
- Entro il 2025 (scenario PNIEC) inserimento di **+3 GW di accumuli addizionali** e di **+5,4 GW di generazione addizionale a gas**, collocata principalmente in zona Nord e Centro Nord per gestire il phase-out del carbone

### Evoluzione sistema in assenza di nuova capacità (2025)



- **Circa 30 ore LOLE**, valore oltre 10 volte superiore agli standard di adeguatezza adottati a livello europeo
- **11 GWh di energia non fornita a cittadini e imprese**, più di 14 volte superiore al livello obiettivo definito dall'Autorità

### Adeguatezza in funzione della capacità termica (2025)



Box 1 – Principali evidenze dello studio

## 5. INTRODUZIONE

### 5.1. PREMessa

Il sistema energetico sta attraversando una fase di profonda transizione: sotto la spinta del **cambiamento climatico** in atto e dei suoi effetti sull'ambiente, si è reso necessario avviare una trasformazione senza precedenti di tutti i suoi settori. **Attraverso una progressiva crescita di rinnovabili e una progressiva elettrificazione dei consumi** il comparto **elettrico riveste un ruolo centrale per decarbonizzare il sistema energetico** nel suo complesso, **grazie alla maturità e all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e delle sue applicazioni tecnologiche.**

Tale transizione, necessaria ad affrontare e a gestire il cambiamento climatico e i suoi effetti sull'ecosistema, deve essere gestita in modo tale che adeguatezza, sicurezza, resilienza, qualità della fornitura ed efficienza economica del sistema elettrico siano sempre garantiti. Queste cinque dimensioni chiave per la gestione del Sistema Elettrico sono fortemente correlate tra di loro: un sistema non adeguato non può essere sicuro né resiliente e sicuramente non è in grado di garantire la qualità del servizio.

In questo contesto si rende quindi necessario un continuo affinamento delle metodologie di valutazione dell'adeguatezza, in particolare verso due direttrici evolutive:

- garantire che le analisi di adeguatezza tengano adeguatamente conto anche delle problematiche di sicurezza, resilienza e qualità ad essa strettamente correlate;
- utilizzare **analisi di tipo probabilistico**, mediante l'utilizzo di nuove tecniche sviluppate sia in ambito internazionale, all'interno dell'associazione che riunisce i gestori di rete europei (ENTSO-E), sia in ambito nazionale.

Lo sviluppo e l'applicazione di approcci probabilistici permette, specie su orizzonti temporali di medio-lungo termine, di considerare in maniera adeguata:

- **l'aleatorietà legata ai fenomeni climatici** quali ad esempio la temperatura, la ventosità e l'irraggiamento che producono, a loro volta, un impatto diretto sulla domanda di energia elettrica e sulla disponibilità di una sempre più consistente quota parte di generazione (fonte rinnovabile);
- la **disponibilità di generazione termica**, sempre più ridotta e, in parte, vetusta, e quindi

maggiormente soggetta a guasti e/o indisponibilità per manutenzione;

- la **disponibilità di capacità di trasmissione** sempre più esposta a fenomeni climatici intensi che possono causare il fuori servizio contemporaneo anche di più elementi di rete.

### 5.2. CONTESTO NORMATIVO

La necessità di sviluppare metodologie probabilistiche è emersa, per la prima volta, nell'ambito dell'Electricity Coordination Group (ECG) nel 2013, un gruppo dove si ritrovano la Commissione Europea, gli Stati Membri, i regolatori nazionali e l'ACER per coordinarsi per quanto riguarda l'applicazione della legislazione, dei programmi e delle politiche dell'Unione esistenti.

ENTSO-E nel 2016 ha adottato l'approccio probabilistico, con la pubblicazione del primo **"Mid-term Adequacy Forecast" (MAF)**, richiesto ai sensi del Regolamento (UE) 714/2009 (articolo 8, comma 4). Il documento analizza i potenziali rischi di adeguatezza per il sistema elettrico europeo in un orizzonte di breve-medio termine.

A partire dal confronto e dall'analisi del problema in ambito europeo, Terna ha sviluppato un processo e una **metodologia di analisi maggiormente aderenti al contesto nazionale**, i cui dettagli e i principali risultati sono descritti nei capitoli successivi.

La metodologia sviluppata tiene, per quanto attualmente possibile, conto del nuovo **Regolamento (UE) 943/2019** che richiede di sviluppare un'analisi di adeguatezza di tipo probabilistico (articolo 23, comma 5).

In ambito nazionale, il presente rapporto adempie a una serie di richieste, con particolare riferimento a:

- **art.3 del DM 28/06/2019** che richiede di effettuare ed aggiornare, con cadenza annuale, le valutazioni di adeguatezza della capacità produttiva di energia elettrica. Tale valutazione, ai sensi dell'art.2 dello stesso DM, tiene conto degli effetti positivi derivanti dallo sviluppo delle reti e delle interconnessioni con l'estero, degli scenari e delle analisi di adeguatezza a livello regionale ed europeo sviluppati dall'ENTSO, dell'evoluzione della generazione da fonti rinnovabili, della generazione distribuita, delle risorse della domanda e dei sistemi di accumulo, in coerenza con l'obiettivo di sviluppo del mercato integrato dell'energia elettrica.

- **art.53 della Delibera 111/06 (come modificata dalla Delibera 856/17)** per il quale è prevista la pubblicazione entro il 30 settembre di ogni anno, con riferimento a un orizzonte non inferiore ai sei anni successivi, della valutazione della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda stimata di funzionamento del sistema elettrico e degli approvvigionamenti.
- **art.13.5 della Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica** che richiede, almeno 60 giorni prima di ciascuna Asta Madre la pubblicazione, da parte di Terna, di un report che riporta analisi di adeguatezza con orizzonte decennale.



## Dimensioni chiave per il sistema elettrico



**Adeguatezza.** Sistema Elettrico dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo



**Sicurezza.** Capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso.



**Qualità del servizio.** Capacità di garantire la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica) e la qualità dello stesso (costanza di frequenza e tensione)



**Resilienza della rete.** Capacità di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta e di riportarsi nello stato di funzionamento normale eventualmente mediante interventi provvisori



**Efficienza.** Capacità di gestire il Sistema Elettrico rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità, al minimo costo complessivo per il cittadino / utente

**Queste «dimensioni chiave» per garantire la gestione del Sistema Elettrico sono tutte messe «sotto pressione» dalle variazioni del contesto energetico**

### 5.3. IL CONCETTO DI ADEGUATEZZA

Convenzionalmente l'adeguatezza del sistema elettrico è definita come la sua capacità di coprire la domanda in tutte le possibili configurazioni con un sufficiente margine.

Storicamente tale definizione riteneva un sistema adeguato quando lo era la sua capacità di generazione tenuto conto dei vincoli determinati dalla disponibilità di trasmissione (intesa come la possibilità di trasferire i flussi di potenza dalle aree di generazione a quelle di carico).

Per "misurare" l'adeguatezza del sistema elettrico è necessario analizzare tutte le possibili configurazioni in cui il sistema fisico può trovarsi a funzionare, associando a ciascuna di esse una determinata probabilità di accadimento. Tali configurazioni dipendono da:

- la variabilità della domanda;
- la disponibilità della capacità di generazione sia di tipo tradizionale sia di tipo rinnovabile;
- la disponibilità e la gestione della fonte idrica;
- i limiti della rete di trasmissione;
- il contributo atteso dall'estero.

A ognuno di questi elementi è associabile un determinato livello di variabilità, che è tanto maggiore quanto più ci si muove verso orizzonti temporali di più lungo termine.

Contestualmente all'evoluzione dello scenario energetico anche la misura dell'adeguatezza si è evoluta, considerando, sempre di più, nell'analisi il contributo di nuove risorse di flessibilità quali gli *accumuli* (pompaggi idrici e/o accumuli elettrochimici, sia utility scale che distribuiti) e lo sviluppo di sistemi e logiche di *Demand Side Response (DSR)*. A fronte di tale evoluzione i TSO hanno adottato una definizione più completa di adeguatezza: un sistema elettrico può ritenersi adeguato se **dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda attesa e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo.**

### 5.4. MISURE GIÀ ADOTTATE

Per far fronte alla recente riduzione del margine di adeguatezza sono già state adottate misure di

<sup>4</sup> Produttori, clienti finali e grossisti con cui il Gestore di Rete regola il servizio di dispacciamento.

coordinamento tra Terna e gli Utenti del Dispacciamento<sup>4</sup> nell'ambito del processo di **pianificazione e gestione delle attività di manutenzione**. In particolare, le attività manutentive degli impianti di produzione e degli elementi di rete sono pianificate in modo tale da minimizzare la capacità indisponibile nei periodi più critici, mitigando così il rischio di inadeguatezza. Inoltre, in concomitanza delle condizioni di maggiore scarsità, si fa ricorso **all'attivazione di impianti tipicamente non utilizzati e alla richiesta di rientro in servizio di alcuni impianti normalmente indisponibili.**

Inoltre, Terna ha promosso l'apertura dei mercati dei servizi di dispacciamento alla partecipazione attiva di domanda e/o generazione distribuita attraverso il progetto pilota UVAM (Unità Virtuale Abilitata Miste).

### 5.5. OBIETTIVI DEL DOCUMENTO

L'obiettivo del presente documento è la **valutazione, su orizzonti temporali di medio-lungo termine (2025-2030), delle risorse di generazione necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico negli scenari considerati.**

**Più precisamente le analisi condotte e descritte nel seguito del documento sono finalizzate a fornire una valutazione della generazione termica convenzionale necessaria a garantire predefiniti livelli di adeguatezza del sistema elettrico.**

Uno degli indicatori principali per misurare l'adeguatezza (o inadeguatezza) di un sistema elettrico sono le ore all'anno in cui è probabile un distacco del carico. Questo indicatore è anche noto come LOLE (Loss of Load Expectation) ed è stato adottato come criterio di adeguatezza sia a livello europeo che al livello di singoli paesi.<sup>5</sup> **Generalmente, un sistema elettrico si considera adeguato quando non ci sono più di 3 ore LOLE.**

### 5.6. STRUTTURA DEL DOCUMENTO

Il presente documento è costituito da 7 paragrafi strutturati come segue:

- **INTRODUZIONE.** Introduce il contesto di riferimento e le ragioni alla base della realizzazione di questo documento.
- **LE EVIDENZE DEL SISTEMA ELETTRICO.** Riporta una sintesi dell'evoluzione del sistema elettrico italiano negli ultimi anni, con particolare

<sup>5</sup> Un esempio recente è lo studio di adeguatezza di Elia, il Gestore di Rete belga, pubblicato il 28 Giugno 2019



riferimento ai principali elementi inerenti all'adeguatezza del sistema stesso.

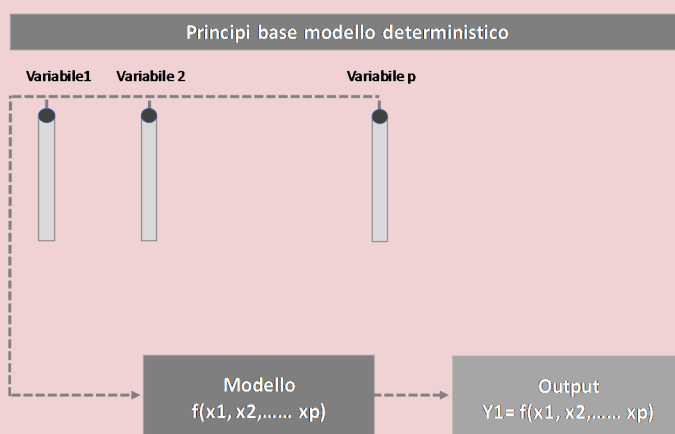
- **MID-TERM ADEQUACY FORECAST 2018.** Include una sintesi del rapporto europeo per l'adeguatezza elaborato da ENTSO-E.
- **SCENARI PREVISIONALI.** Descrive gli scenari di riferimento considerati per il medio-lungo termine.
- **MODELLO E METODOLOGIA.** Descrive le principali caratteristiche del modello e della metodologia adottate
- **RISULTATI ANALISI ADEGUATEZZA.** Sintesi delle analisi svolte e dei principali risultati emerse.



## Modelli deterministici e probabilistici

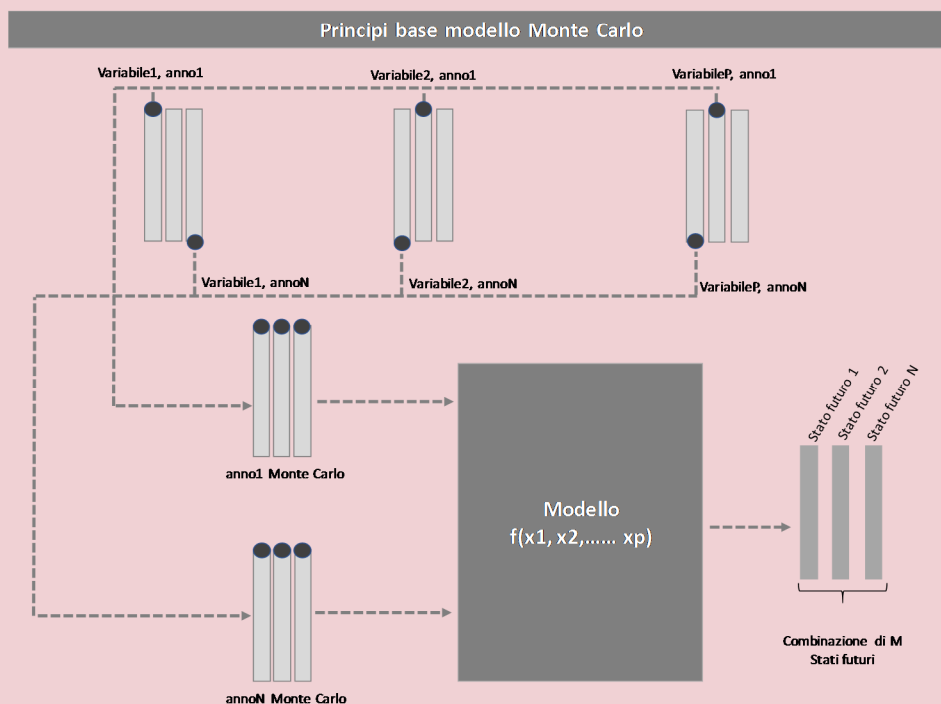
Nei successivi capitoli del documento si farà spesso riferimento a concetti quali «metodo probabilistico» o «metodo Monte Carlo». E' bene quindi precisare a cosa ci si riferisce e a quali sono i principi, almeno quelli fondamentali, alla base di tali metodologie.

I modelli di previsione possono essere distinti in due principali classi: **deterministici** e **probabilistici**. Nei primi, le variabili sono definite e fisse, pertanto, indipendentemente dal numero di volte in cui il calcolo sarà effettuato, si otterrà sempre il medesimo output a partire dal medesimo set di variabili in input.



I modelli probabilistici, per contro, tengono in considerazione le variazioni (casuali e non) delle variabili di input, e quindi forniscono risultati in termini di "probabilità".

Uno dei modelli probabilistici maggiormente utilizzato, è il modello Monte Carlo, che estende il modello deterministico descritto sopra introducendo come input valori casuali e rappresentando l'incertezza associata alle variabili di input tramite una funzione di distribuzione.



Box 3 – Modelli deterministici e probabilistici



## Struttura del documento

Ognuno dei principali punti, fino a qua, brevemente introdotti, saranno esaminati nel dettaglio, con particolare riferimento a quanto riportato di seguito:



### **LE EVIDENZE DEL SISTEMA ELETTRICO**

Sintesi dell'evoluzione del sistema elettrico italiano negli ultimi anni, con particolare riferimento ai principali elementi inerenti l'adeguatezza del sistema stesso



### **MID-TERM ADEQUACY FORECAST 2018**

Sintesi del rapporto europeo per l'adeguatezza elaborato da ENTSO-E.



### **SCENARI PREVISIONALI**

Descrizione degli scenari di riferimento considerati per il medio-lungo termine.



### **MODELLO E METODOLOGIA**

Descrizione delle principali caratteristiche del modello e della metodologia adottate.



### **RISULTATI ANALISI ADEGUATEZZA**

Sintesi delle analisi svolte e dei principali risultati emersi.

## 6. LE EVIDENZE DEL SISTEMA ELETTRICO

### 6.1. LA RECENTE EVOLUZIONE DEL SISTEMA

I principali elementi alla base della verifica dell'adeguatezza del sistema elettrico sono: *la disponibilità della capacità di generazione e la variabilità della domanda.*

Entrambi gli elementi, nel corso degli ultimi anni, hanno subito profondi cambiamenti come conseguenza della crescente penetrazione della fonte

ovvero il fabbisogno di energia elettrica al netto della produzione di energia rinnovabile – che deve essere soddisfatto mediante l'impiego di impianti tradizionali e dell'import, andando a ridurre il numero di ore in cui gli impianti tradizionali risultano essere necessari per soddisfare la domanda. Questi impianti risultano quindi avere un sempre minor numero di ore di funzionamento (concentrate sempre più spesso nelle curve di carico serali, sempre più ripide, in sostituzione della produzione fotovoltaica) a disposizione per il recupero dei costi "fissi" di impianto.

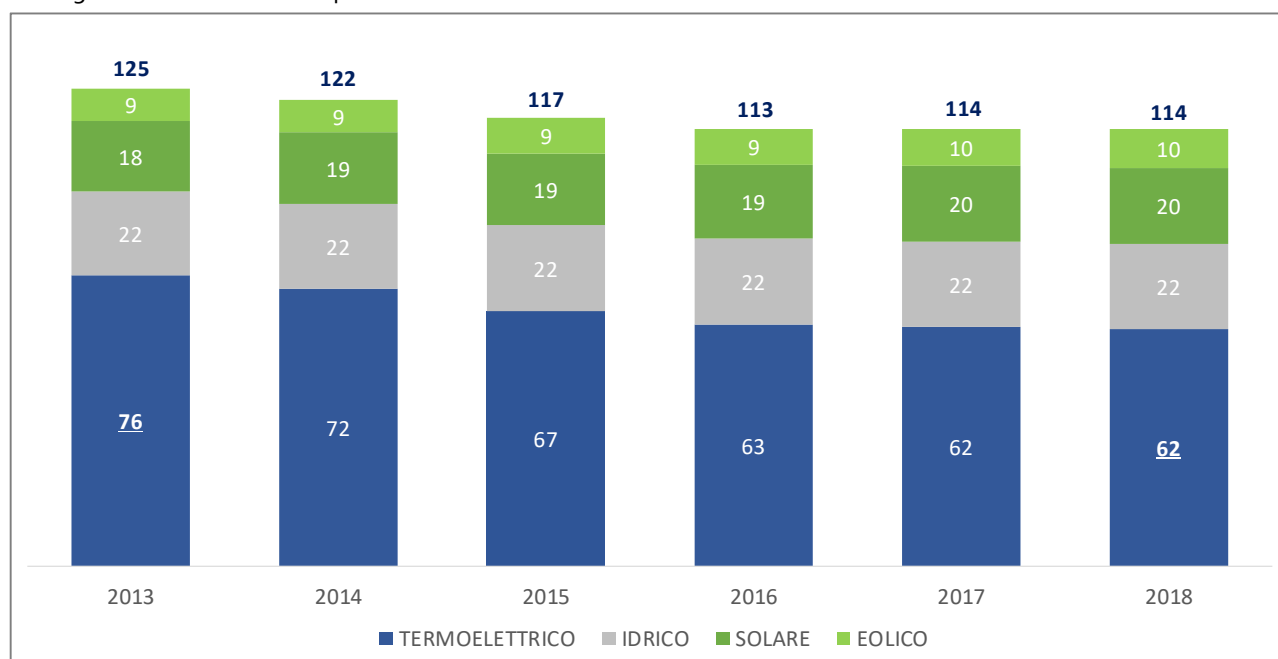


Figura 2 - Generazione installata netta 2013-2018 [GW]

rinnovabile non programmabile e della progressiva elettrificazione dei consumi.

#### 6.1.1. La disponibilità della capacità di generazione termoelettrica

A partire dal 2013 (Figura 2), la **capacità di generazione termica convenzionale si è ridotta di circa 15 GW (a cui si aggiungono circa 3 GW attualmente indisponibili all'esercizio)**. Alla base di questo trend si colloca l'altro principale fenomeno che ha modificato profondamente il mix produttivo italiano: la crescita della fonte rinnovabile, spinta a sua volta da obiettivi di decarbonizzazione e sostenibilità sempre più sfidanti.

Il contributo della fonte rinnovabile ha infatti modificato sensibilmente il profilo di carico residuo –

#### 6.1.2. La variabilità della domanda

Altro elemento di rilievo è il progressivo incremento della dipendenza della domanda di energia elettrica dalle condizioni meteo, in particolare dalla temperatura. L'Italia presenta infatti una correlazione sempre maggiore fra questi due elementi specie nel periodo estivo quando a un aumento della temperatura media si registra una variazione positiva dei consumi, in particolare per il settore domestico e per i servizi<sup>6</sup>. Tale correlazione (Figura 3) viene espressa normalmente attraverso il rapporto fra l'incremento della domanda e il relativo incremento

<sup>6</sup> Il forte sviluppo del condizionamento elettrico che spinge in alto i consumi in particolare nei mesi di Giugno e Luglio.

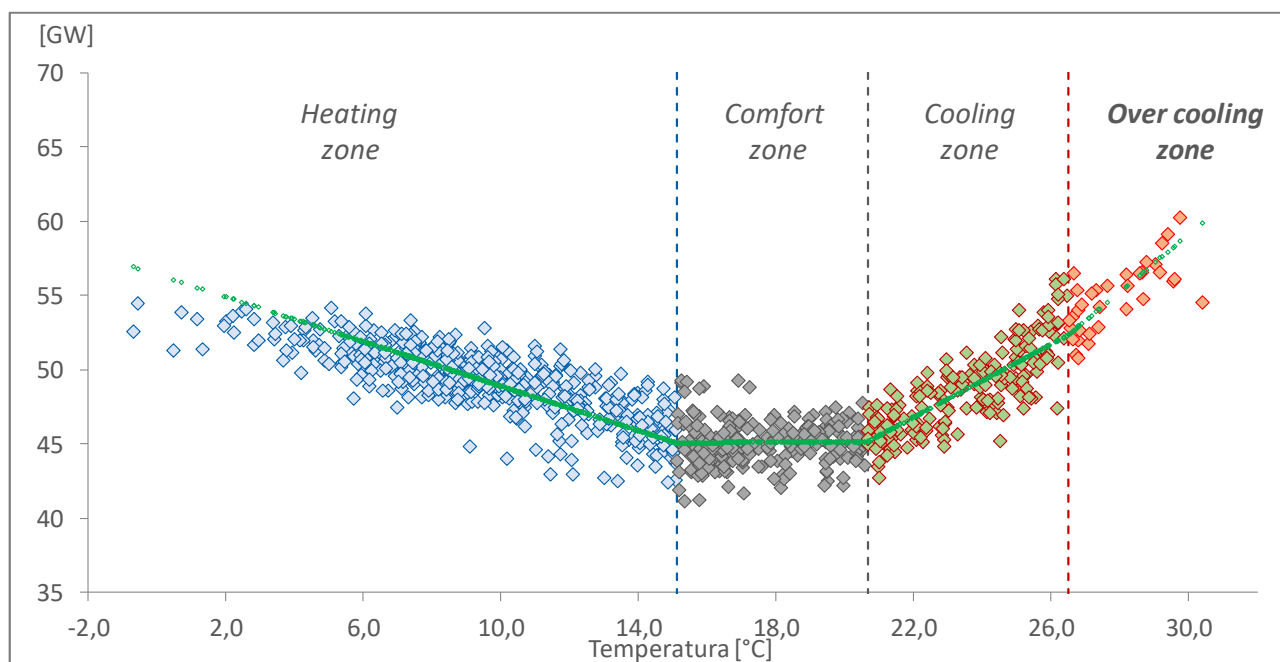


Figura 3 - Correlazione temperatura – domanda

della temperatura (GW/°C) che, fino al 2014, raggiungeva valori di circa -500 MW/°C durante il periodo invernale (heating zone) e di circa +1500 MW/°C durante il periodo estivo (cooling zone).

Conseguentemente alla diffusione dei sistemi di condizionamento, fra il 2014 e il 2015 tale correlazione è andata aumentando, modificando le zone di influenza e raggiungendo picchi di 2000 MW/°C (OverCooling zone).

Tale fenomeno ha avuto, a sua volta, principalmente due effetti:

- un rilevante incremento del picco di carico estivo in condizioni di caldo estremo;
- un aumento della frequenza delle ore in cui tali picchi si verificano nel sistema.

L'aumento della correlazione fra temperatura e domanda, specie nei periodi estivi di caldo estremo e in condizioni di siccità, può rappresentare un fattore critico rispetto all'adeguatezza del sistema andando a sovrapporsi alla riduzione della disponibilità della generazione termica per effetto di fenomeni quali il derating<sup>7</sup> e l'ATS (Alta Temperatura allo Scarico) degli impianti<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> La potenza erogabile dagli impianti termoelettrici si riduce progressivamente in presenza di temperature elevate dell'aria comburente e/o dell'acqua/aria di raffreddamento necessaria per il funzionamento.

## 6.2. L'IMPATTO SULL'ADEGUATEZZA DEL SISTEMA

La progressiva riduzione della flotta termoelettrica disponibile e il contestuale cambiamento della dinamica della curva di domanda hanno avuto impatti rilevanti sul **margin** di adeguatezza del sistema.

Il margine di adeguatezza individua per ciascun'area geografica e periodo di analisi la differenza tra:

- la somma tra la capacità produttiva disponibile e l'importazione di energia elettrica dalle aree contigue;
- il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria riserva terziaria di sostituzione (intesa come capacità produttiva resa disponibile al Gestore ai fini dell'incremento o del decremento dell'immissione di energia elettrica nell'ambito del bilanciamento).

La capacità di generazione disponibile (**Figura 4**) è pari alla somma delle diverse fonti, classificate in base alla tecnologia, opportunamente considerate per tener conto della loro effettiva disponibilità e del loro contributo alla copertura della domanda.

<sup>8</sup> La temperatura allo scarico dell'acqua di raffreddamento delle centrali termiche deve essere compresa all'interno di un preciso range per non deteriorare le condizioni dell'ambiente circostante

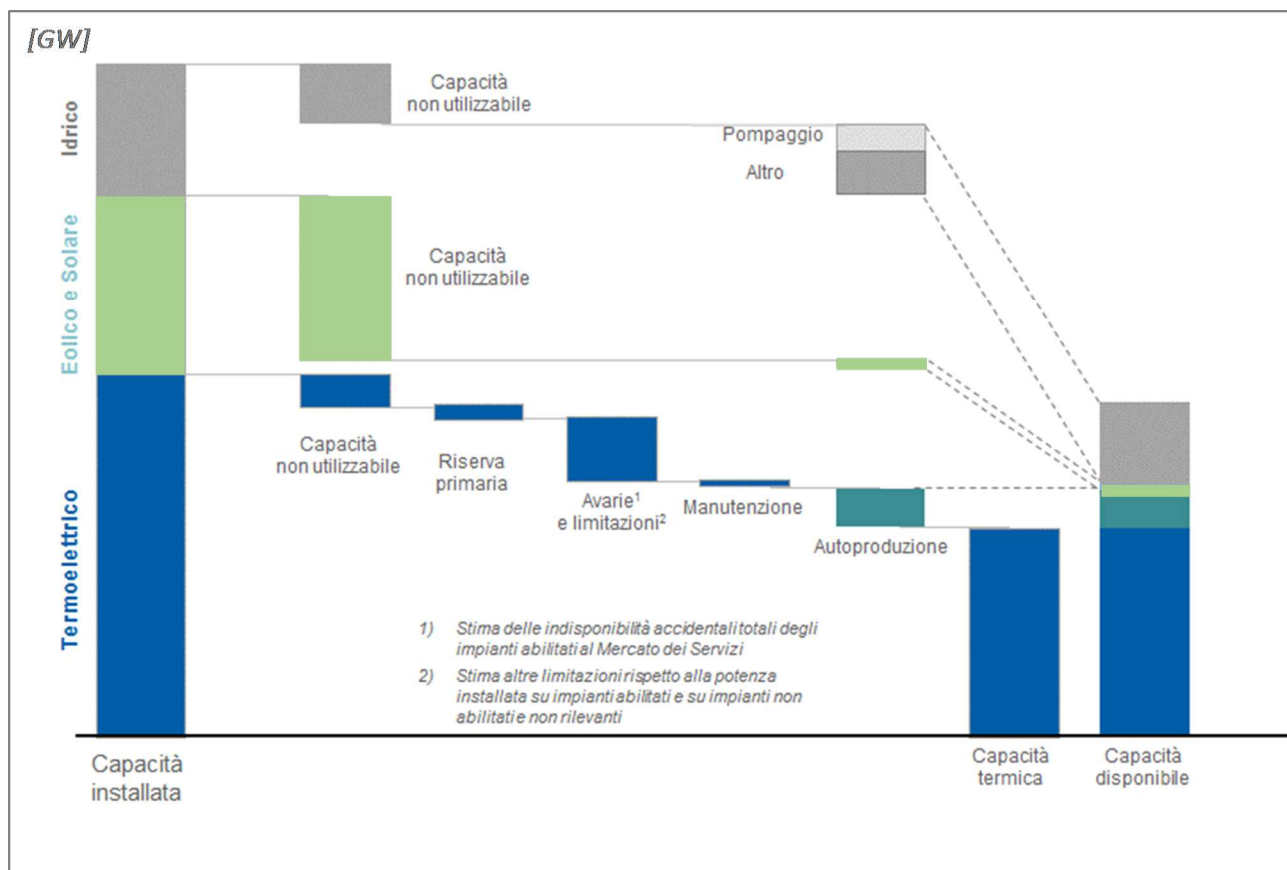


Figura 4 - Determinazione della capacità disponibile attesa

Il contributo degli **impianti termoelettrici** risulta inferiore rispetto al valore di capacità installata per effetto:

- della presenza di **capacità non utilizzabile** per effetto di limitazioni autorizzative o per indisponibilità di lunga durata;
- della **banda di riserva primaria da mantenere disponibile** per il bilanciamento rapido del sistema (tempo di risposta 5-30 secondi);
- di **avarie e limitazioni parziali della capacità** (ad esempio legate alle condizioni ambientali come la temperatura);
- delle **indisponibilità per manutenzione**.

La **capacità non utilizzabile, o non disponibile ai fini dell'esercizio**, è la capacità di generazione caratterizzata da limitazioni autorizzative o da indisponibilità di lunga durata che non può essere considerata ai fini della verifica di adeguatezza del sistema elettrico.

Il contributo **idroelettrico** è valutato sulla base della produzione effettiva per gli impianti privi di possibilità

di accumulo e sulla base della producibilità massima in funzione dell'energia accumulata per gli impianti dotati di accumulo, tra i quali i pompaggi.

Per quanto riguarda **eolico e fotovoltaico**, viene considerata la stima della produzione resa disponibile nelle diverse ore essendo il resto della capacità non utilizzabile per mancanza della fonte primaria (vento e sole). La previsione della producibilità da fonte eolica e solare si effettua, prevalentemente, sulla base di dati storici, elaborando tuttavia, per ciascuno degli scenari previsionali, diversi andamenti attesi e valutati, poi, rispettivamente con una diversa probabilità di accadimento.

Analogamente, il **contributo atteso dell'importazione di energia elettrica dall'estero**<sup>9</sup> è valutato in funzione dei dati storici, delle informazioni sullo stato di adeguatezza dei paesi esteri e delle analisi svolte a livello europeo, tenendo ovviamente conto, anche, del valore della massima capacità di trasporto,

<sup>9</sup> L'Italia negli ultimi 5 anni, ha importato energia elettrica per un valore compreso tra l'11% e il 14% dei consumi totali. Le motivazioni alla base di questi livelli di importazione sono principalmente di natura economica: il ricorso agli impianti convenzionali per la

copertura del carico, a seguito di un eventuale scarso contributo delle fonti rinnovabili non programmabili, risulta economicamente meno vantaggioso dell'importazione dai Paesi confinanti per ragioni di struttura del parco di generazione.

ridotto in funzione delle eventuali indisponibilità di elementi di rete.

In particolare, come si evince in **Figura 5**, in corrispondenza del periodo '14-'15, la forte riduzione di generazione termica disponibile (-6 GW circa) e l'incremento di carico estivo hanno comportato, nello stesso arco temporale, una riduzione del margine di **adeguatezza del 76%**. Ciò ha provocato un **deterioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema**, sottoposto oramai strutturalmente a situazioni di significativo stress in caso di condizioni climatiche estreme (caldo o freddo intensi, scarsa idraulicità) e/o presenza di tensioni sui Paesi confinanti (es. indisponibilità di parte del parco nucleare francese) come quelle verificatisi nel 2015 e nel 2017.

### 6.3. LE PRINCIPALI AZIONI ADOTTATE

A fronte della situazione descritta in **6.2** il Gestore di rete ha adottato alcune azioni di breve-medio termine volte a garantire, in questo contesto profondamente diverso dal passato, sufficienti livelli di adeguatezza.

In particolare, si è intervenuti sulla *gestione delle indisponibilità programmate*, sia degli elementi di rete che degli stessi impianti di generazione (in stretta cooperazione con i titolari degli impianti).

Ovviamente in uno scenario che vede fortemente critici i periodi con temperature estreme, **l'indisponibilità degli elementi per manutenzione**

**programmata durante questi periodi deve essere ridotta al minimo.**

Inoltre, per far fronte al rischio di inadeguatezza si è reso necessario chiamare a produrre impianti tipicamente non utilizzati, per via di caratteristiche tecnico/economiche non ottimali, e richiedere il rientro in servizio di impianti indisponibili. In aggiunta a tali azioni, con il supporto del regolatore sono stati avviati i cd "progetti pilota" ex delibera 300/2017 con l'obiettivo di attivare nuove risorse in grado di garantire maggiore **flessibilità** al sistema, in particolare le *Unità Virtuale Abilitate Miste (UVAM)*<sup>10</sup> che a differenza dei precedenti rappresentano un aggregato di unità di consumo, produzione e sistemi di accumulo (incluse le stazioni di ricarica funzionali alla «e-mobility»).

**La combinazione di queste due linee di azione ha contribuito nel breve-medio termine a limitare il rischio di inadeguatezza del sistema.**

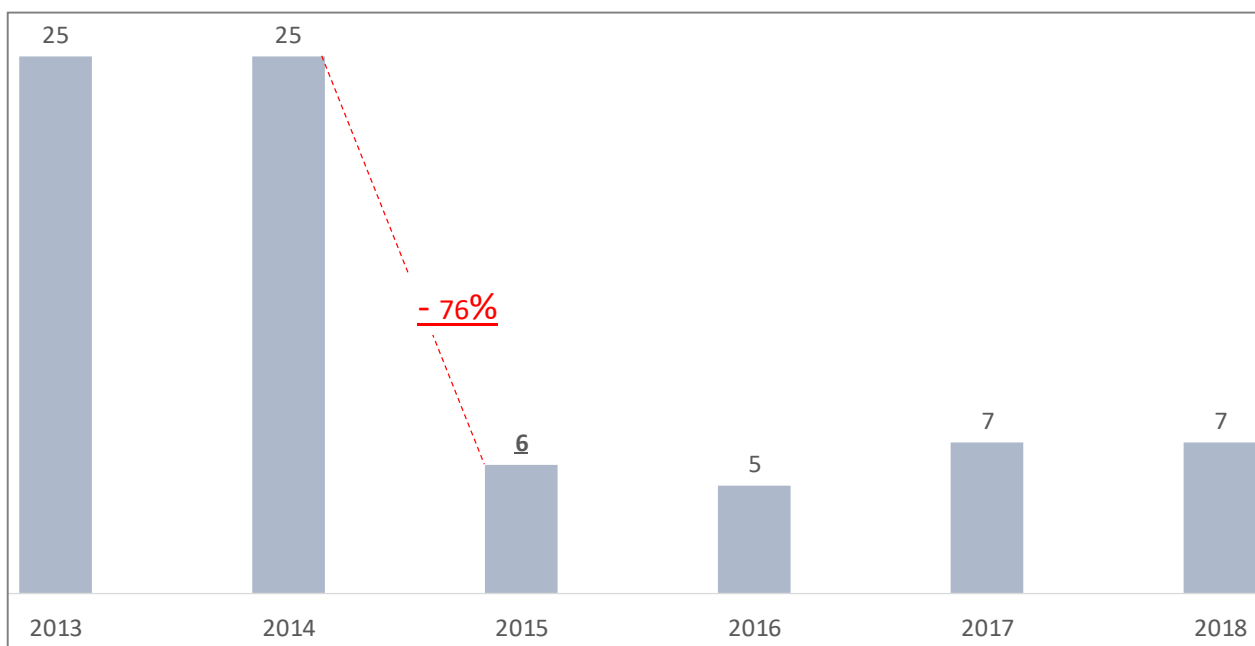




Figura 5 - Riduzione del margine di adeguatezza 2013-2018 [GW]

<sup>10</sup> Avviate con Deliberazione 422/2018/R/EEL del 2 Agosto 2018



## Eventi critici 2015-2017

L'influenza delle variazioni climatiche, in particolare della temperatura, sulle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico si è resa palese attraverso due eventi molto diversi fra loro nel 2015 e nel 2017. In entrambi gli anni a partire da condizioni esterne sensibilmente differenti si è giunti a condizioni di rischio sostanzialmente simili.

	<u>Luglio 2015</u>	<u>Gennaio 2017</u>	<u>Luglio/Agosto 2017</u>
<b>CONDIZIONI CLIMATICHE</b>	 Il mese di Luglio 2015 è stato caratterizzato da <b>una temperatura particolarmente elevata</b> (sia in termini di temperature massime che di valori medi): circa la metà dei giorni del mese ha fatto registrare una temperatura media superiore ai 28°C.	 Il mese di Gennaio 2017 è stato caratterizzato da una <b>forte ondata di freddo</b> (Cold Spell) accompagnata da un generale peggioramento delle condizioni meteo con <b>forti nevicate, valanghe ed esondazioni di fiumi</b> .	 I mesi di Luglio e Agosto 2017 sono stati caratterizzati da <b>temperature particolarmente elevate, con la punta di fabbisogno registrata per la prima volta ad Agosto</b> .
<b>CONDIZIONI SISTEMA ELETTRICO</b>	 L'incremento di temperatura sopra descritto ha comportato un <b>aumento della domanda elettrica</b> , per effetto della maggiore penetrazione dei sistemi di condizionamento, e nel contempo una <b>riduzione della disponibilità di generazione</b> , dovuta a sua volta al derating degli impianti	 <b>Riduzione</b> su tutto il perimetro europeo <b>della capacità di generazione e trasmissione</b> . In particolare in Italia il fuori servizio di tre elettrodotti 380 kV che a sua volta ha <b>limitato fortemente la capacità di scambio fra il Nord e il Sud del Paese</b> .	 L'incremento di temperatura sopra descritto ha comportato un <b>aumento della domanda elettrica</b> , per effetto della maggiore penetrazione dei sistemi di condizionamento. Tale situazione si è verificata in concomitanza con una <b>situazione di scarsa idraulicità</b> .
<b>EFFETTO SUL SISTEMA</b>	<p><b>Consistente riduzione dei Margini di Riserva del sistema rispetto alla media dei valori storici e forte dipendenza dall'import per garantire condizioni di adeguatezza del sistema.</b></p>		
<b>PRINCIPALI AZIONI CORRETTIVE</b>	 Incremento dell'import (sempre prossimo, nelle ore più critiche, ai massimi valori tecnicamente compatibili con la capacità di trasporto della rete) e il <b>ricorso a impianti disponibili, ma normalmente non utilizzati</b> .	 Limitazione dei <b>piani di manutenzione</b> previsti, ripresa in servizio di <b>impianti non disponibili</b> .	 Incremento dell'import (sempre prossimo, nelle ore più critiche, ai massimi valori tecnicamente compatibili con la capacità di trasporto della rete) e il <b>ricorso a impianti disponibili, ma normalmente non utilizzati</b> .

Box 5 – Eventi critici 2015-2017



## 7. MID-TERM ADEQUACY FORECAST 2018

### 7.1. IL DOCUMENTO E LA METODOLOGIA

Il Mid-term Adequacy Forecast (MAF) è il documento predisposto da ENTSO-E ai sensi dell'articolo 8, comma 4 del Regolamento EC no. 714/2009 che analizza i potenziali rischi di adeguatezza per il sistema elettrico europeo in un orizzonte di breve-medio termine.

Il MAF, pubblicato per la prima volta nel 2016, ha lo scopo di fornire una rappresentazione e interpretazione delle migliori previsioni in termini di potenziale rischio di adeguatezza e di trend di evoluzione dello stesso, cercando di:

- creare un linguaggio comune e una metodologia condivisa tra i diversi paesi europei;
- raccogliere i dati e calibrare i modelli che possano essere poi utilizzati da ciascun TSO per svolgere analisi di dettaglio sul proprio Paese.

L'edizione 2018<sup>11</sup>, pubblicata in consultazione a Ottobre 2018, si compone di:

- un *executive report* che sintetizza i contenuti principali del documento;
- un'appendice metodologica che sviluppa nel dettaglio i dati e i modelli utilizzati nelle analisi;
- una sintesi di commenti, approfondimenti e riferimenti forniti a livello nazionale.

### 7.2. GLI AGGIORNAMENTI DEL 2018

Dalla sua prima pubblicazione la metodologia, e il relativo documento, hanno subito un continuo processo di evoluzione, basato a sua volta:

- su una fase di data collection consolidata e armonizzata fra i diversi TSO che garantisce un alto livello di qualità e consistenza dei dati e conseguentemente dei modelli;
- sull'utilizzo di più modelli e tool<sup>12</sup> che garantiscono la visibilità di dettaglio su aspetti diversi di un problema così complesso;
- su un processo di consultazione con i principali stakeholders del settore su scala europea che favorisce una continua innovazione della metodologia stessa.

In particolare, l'edizione 2018 è stata redatta sulla base di studi che hanno visto:

- l'utilizzo di un numero maggiore di tool;
- il miglioramento delle assunzioni circa il contributo della generazione idrica e del Demand Side Response (DSR) a mitigare l'insorgere di problemi di adeguatezza.

Sono state inoltre effettuate una serie di analisi di sensitivity descritte brevemente di seguito:

- *low-carbon sensitivity*: basata sull'ipotesi di una riduzione (ulteriore a quella già considerata negli scenari base) della capacità di generazione a carbone;
- *Flow-based innovative analysis*: basati sull'adozione di modelli maggiormente



In linea con il quadro normativo descritto dal Reg. (UE) 714/2009, nel 2009 è stata costituita l'associazione ENTSO-E, formata da 41 Gestori di Rete Europei appartenenti a 34 Paesi (cfr. figura 5).

Lo scopo principale dell'ENTSO-E è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di:

- garantire l'incremento dell'utilizzo di produzione da fonte rinnovabile in base agli obiettivi energetici e ambientali Comunitari definiti dal programma "EU2020" e dalla "Roadmap 2050";
- promuovere e supportare la creazione di un mercato interno dell'energia, riducendo le congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza della fornitura (Security of Supply) e l'affidabilità del sistema di trasmissione interconnesso (che collega oltre 500 milioni di cittadini in tutta l'area ENTSO-E).

Box 6 - ENTSO-E

<sup>11</sup><https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

<sup>12</sup>Antares, Bid, Plexos, Grare, Powrsym

rappresentativi delle caratteristiche fisiche della rete;

- *Import levels during simultaneous scarcity*: basata su un'ipotesi di riduzione simultanea della capacità di interconnessione fra alcuni paesi del perimetro europeo.

### 7.3. LE PRINCIPALI EVIDENZE

Il MAF 2018 riporta analisi riferite allo scenario definito *base* relative a due anni differenti, il 2020 e il 2025, e una sensitivity aggiuntiva relativa al 2025.

I livelli stimati di adeguatezza per lo scenario *base* 2020 sono mostrati in **Figura 6** tramite una rappresentazione grafica del Loss of Load Expectation (LOLE).



Figura 6 - ENTSO-E MAF 2018, base case 2020

Le analisi effettuate non hanno evidenziato problemi di adeguatezza rilevanti nella maggior parte dei paesi, con le sole eccezioni di Bulgaria e alcune isole (ad esempio Cipro, Malta, Creta e Sicilia) con valori osservati di LOLE inferiori comunque alle 4 ore.

Con riferimento, invece, allo scenario *base case* 2025 (**Figura 7**), si osserva un limitato incremento del numero di aree interessate da valori di LOLE non nulli, inclusa l'area Centro Nord Italia, confermando le isole come aree maggiormente critiche.

I rischi maggiori, in sintesi, si riscontrano nelle aree periferiche del sistema, evidenziando il ruolo

estremamente importante delle **interconnessioni** al fine di garantire l'adequacy del sistema.



I principi alla base delle analisi probabilistiche e della loro applicazione nelle valutazioni di adeguatezza dei sistemi elettrici saranno descritti in dettaglio successivamente.

E' utile, comunque, iniziare a introdurre i **principali indicatori** presi a riferimento per la **quantificazione dell'adequatezza di un sistema elettrico**:

- Energy Not Supplied (ENS): *quota parte di domanda non fornita (MWh), in un dato periodo, per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione;*
- Loss of Load Expectation (LOLE): *numero di ore in cui, in un dato periodo, l'ENS è differente da zero.*

Box 7 - I principali indicatori di adeguatezza



Figura 7 - ENTSO-E MAF 2018, base 2025

È importante sottolineare come, rispetto alla versione del 2017<sup>13</sup>, le analisi evidenzino una generale riduzione delle criticità principalmente per effetto di sensibili modifiche delle previsioni sulla disponibilità della capacità di generazione in alcuni paesi europei tra cui la Francia ed il Belgio. Tali modifiche, dovute a un ritardo di alcune politiche di decommissioning in corso in Europa, hanno consentito una **revisione meno conservativa delle precedenti aspettative di evoluzione del parco di generazione termica**, arrivando ad utilizzare per le analisi una capacità

<sup>13</sup> Creta non modellata nella precedente edizione del documento

installata maggiore di quella del documento precedente (ENTSO-E MAF 2017).

La generazione termica, con la sua evoluzione, rimane tuttavia l'elemento maggiormente critico nel contesto più generale del sistema elettrico. Esattamente in tal senso una **low-carbon sensitivity è stata considerata rispetto allo scenario 2025**, che ha avuto come elemento di variazione, rispetto al caso base, la messa fuori servizio di parte della capacità di generazione a carbone. **La riduzione considerata è di circa 23 GW<sup>14</sup>** su tutto il perimetro europeo come riportato in **Figura 8**.

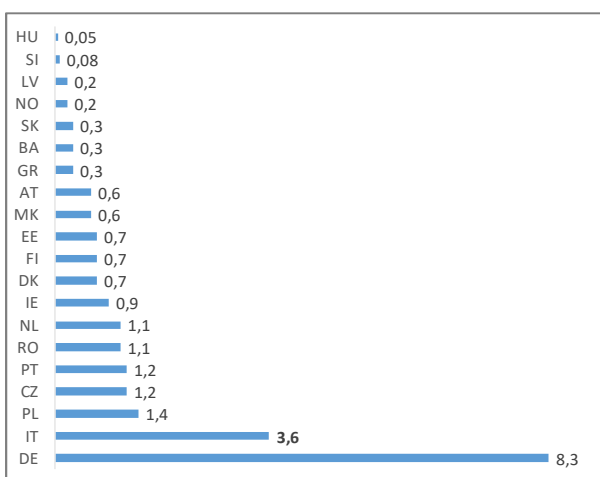


Figura 8 – ENTSO-E MAF 2018, decommissioning sensitivity

Tale analisi, che deve essere intesa come una sorta di *stress test* della capacità di generazione, evidenzia (Figura 9) di fatto come il **decommissioning della generazione da fonte fossile, se non accompagnato da opportune azioni di sviluppo del sistema nel suo complesso (realizzazione di nuova capacità di generazione, rinforzo delle interconnessioni, sviluppo di sistemi di Storage e Demand Side Response) comporti un deterioramento generale delle condizioni di adeguatezza del sistema.**

È bene evidenziare che in tale ambito siano stati considerati circa 3,6 GW di dismissioni per l'Italia, confrontabili con i circa 7 GW di potenza a carbone installata in Italia ad inizio 2019. Già tale riduzione mostra un peggioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema. **Il decommissioning totale degli impianti a carbone, quindi, comporterebbe un ulteriore aumento dei valori di LOLE.**

In particolare, è significativo evidenziare come la riduzione della capacità di generazione si ripercuota anche su paesi ove la capacità è rimasta invariata,

<sup>14</sup> Riduzioni indicate dai singoli TSO (lo scenario ST è basato su una storyline definita in ambito ENTSO-E prima del 2017, e non prevede

confermando ancora una volta il ruolo delle interconnessioni e la forte interdipendenza tra i vari paesi europei.

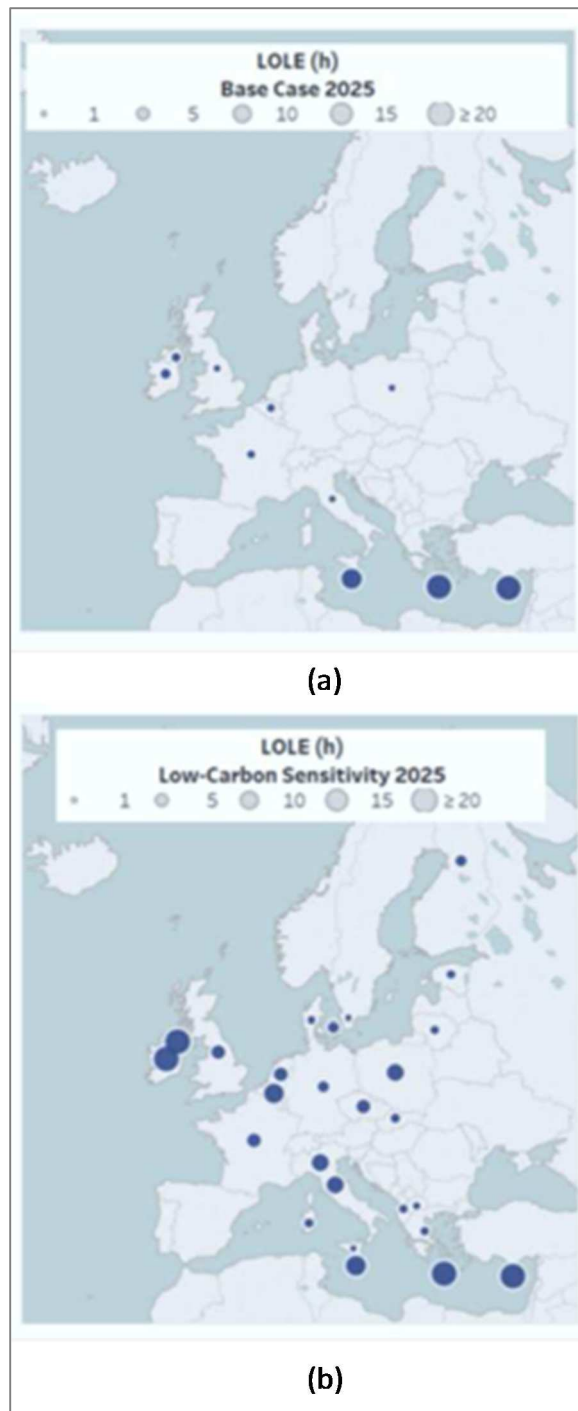


Figura 9 - ENTSO-E MAF 2018, (a) base case 2025, (b) decommissioning sensitivity

al suo interno lo sviluppo di politiche di decarbonizzazione consolidate in anni più recenti.

#### 7.4. LE DIFFERENZE CON LE ANALISI NAZIONALI

nell'analisi ENTSO-E, e che quindi rischiano di essere non opportunamente segnalate.

Il MAF, come già anticipato, ha principalmente lo scopo di fornire una rappresentazione e una interpretazione, delle previsioni in termini di potenziale rischio di adeguatezza su scala europea, adottando input e metodologie uniformi fra tutti i paesi coinvolti.

La necessità di indirizzare l'analisi di sistemi, spesso con caratteristiche differenti, verso approcci modellistici e metodologie comuni comporta necessariamente una semplificazione e quindi la perdita della capacità di rappresentare peculiarità che possono, in alcuni casi, diventare determinanti per il mantenimento o meno delle condizioni di adeguatezza del sistema. Ad esempio, il contributo dell'import e/o la capacità di scambio fra le diverse aree della rete di trasmissione.

Le semplificazioni, quindi, richieste da un approccio pan-europeo all'analisi di adeguatezza, devono essere opportunamente considerate, quando si passa a un'analisi su scala nazionale, come quella contenuta del presente documento e successivamente descritta.

Rispetto a quanto considerato nel MAF 2018 sono stati rivisti, in particolare, i seguenti elementi:

- **le unità di generazione termiche:** a differenza dell'approccio europeo dove si ricorre a classi di tecnologie uniformi su tutto il perimetro EU, in questo contesto le unità di generazione italiane sono state rappresentate puntualmente;
- **la capacità di scambio fra aree:** opportunamente rivista in funzione dei Piani di Sviluppo Terna più aggiornati;
- **la disponibilità del contributo dell'estero alla copertura della domanda:** a differenza dell'ambito europeo dove si modella l'intero perimetro continentale, in questo ambito, si utilizza un approccio basato sull'uso di generatori equivalenti opportunamente rivisti in funzione dell'ingresso o meno di sviluppi di rete in Italia e all'Estero (si veda approfondimento in **9.2.2**).

Una rappresentazione più accurata e specifica, di quanto sopra, rispetto alle finalità del presente documento (**4.3**), consente di "catturare" un numero più ampio di criticità, includendo quelle che per ragioni di armonizzazione non sono ricomprese

## 8. SCENARI PREVISIONALI

### 8.1. LA COSTRUZIONE DELLO SCENARIO

La definizione di scenari europei prospettici è il primo fondamentale passo per l'analisi delle potenziali criticità del sistema elettrico così come per la definizione dei conseguenti investimenti infrastrutturali necessari a risolverle o a limitarne l'impatto. Per questo motivo gli scenari alla base delle analisi descritte nel presente documento sono stati selezionati tra quelli già utilizzati da Terna per la predisposizione del Piano di Sviluppo 2019.

In linea generale, la costruzione di uno scenario si basa su una serie di assunzioni principalmente legate a:

- la stima della domanda;
- la stima delle risorse di generazione disponibili;
- la stima della capacità di scambio fra i vari paesi e le aree interne agli stessi;
- la valutazione di tutte le principali variabili esogene che influenzano il funzionamento del sistema.

L'insieme di tali assunzioni costituisce la *storyline* dello scenario (Figura 10).

Nel seguito è riportata una sintesi degli elementi chiave alla base della definizione degli scenari utilizzati (descritti in maggior dettaglio all'interno del Piano di Sviluppo 2019) e i principali valori di riferimento adottati.

### 8.2. SCENARI NAZIONALI ED EUROPEI

#### 8.2.1. Il Piano Nazionale Integrato Clima Energia

Il principale scenario di riferimento, a oggi, è quello definito nell'ambito del **Piano Nazionale Integrato Clima Energia (PNIEC)**.

Il piano, elaborato dal Governo e inviato alla Commissione Europea (8 Gennaio 2019), si pone come principali finalità:

- un'accelerazione del percorso di decarbonizzazione, che considera il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione più profonda del settore energetico entro il 2050;
- un continuo e adeguato approvvigionamento delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo del contributo alla copertura del fabbisogno di tali fonti convenzionali (per effetto della crescita delle rinnovabili e dell'efficientamento dei consumi);
- favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
- promuovere l'elettificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti;
- promuovere l'efficienza energetica come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
- continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

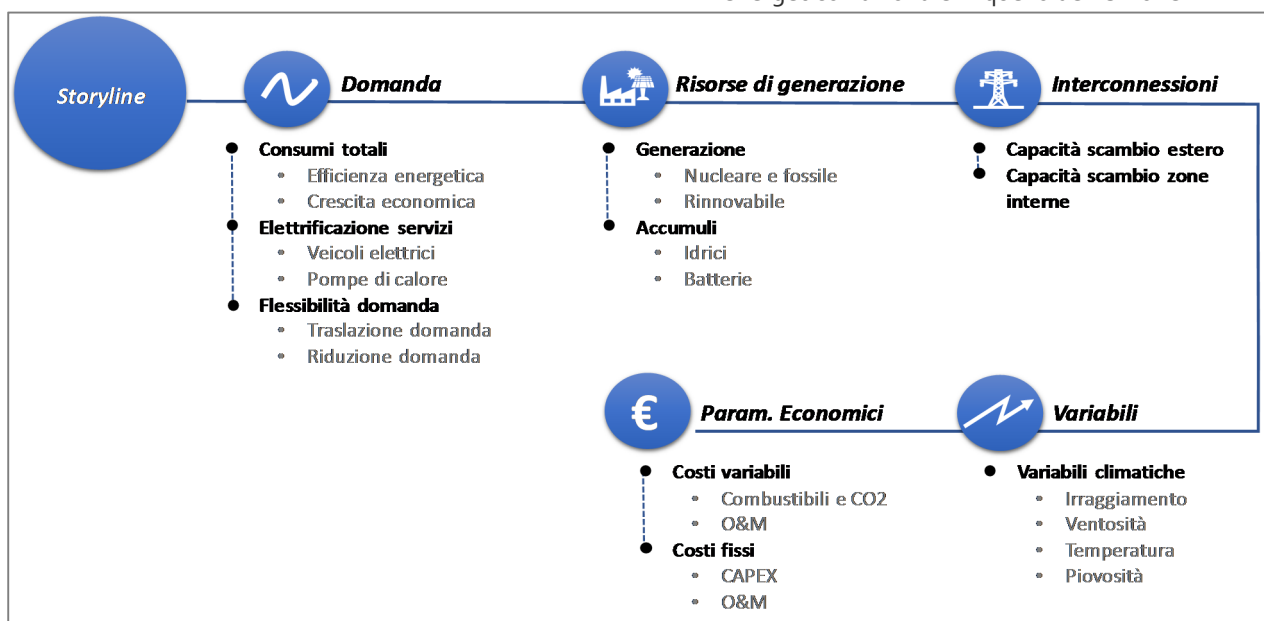


Figura 10 – Storyline scenario

Il documento è sottoposto a consultazione pubblica e Valutazione Ambientale Strategica. La versione definitiva del Piano Energia e Clima sarà, poi, elaborata, tenendo conto dei risultati sia della consultazione svolta dall'Italia sia della Valutazione Ambientale Strategica<sup>15</sup>, e, inoltre, delle osservazioni pervenute dalla Commissione Europea.

### 8.2.2. I riferimenti Europei

A partire dal 2014 l'elaborazione degli scenari previsionali ha avuto come principale riferimento, per il settore energetico, il lavoro congiunto svolto, con cadenza biennale, dalle due organizzazioni europee - ENTSO-E e ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas).

Dopo un percorso di raccolta dati, validazione, ottimizzazione e analisi del mercato, ENTSO-E ha definito *per l'orizzonte temporale 2030-2040* i tre scenari di seguito riportati:

- lo scenario **Sustainable Transition (ST)** basato su una riduzione rapida ed economicamente sostenibile delle emissioni di CO<sub>2</sub> grazie alla sostituzione del carbone e lignite nella generazione elettrica con il gas. L'uso del gas spiazza anche l'utilizzo dell'olio in alcuni settori quali il trasporto pesante. L'elettrificazione del riscaldamento e dei trasporti procede più lentamente rispetto agli altri scenari per il raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione della CO<sub>2</sub>.
- Lo scenario **Distributed Generation (DG)** basato su uno sviluppo del sistema elettrico decentralizzato con un focus sull'evoluzione delle tecnologie installate presso i consumatori finali. Questi ultimi con la loro proattività giocano un ruolo centrale nello scenario e i veicoli elettrici registrano un'alta penetrazione sul mercato così come le installazioni di impianti fotovoltaici e le batterie negli edifici. Questi sviluppi comportano la disponibilità di alti livelli di Demand Response.
- Il **Global Climate Action (GCA)**<sup>16</sup> è lo scenario che presuppone il maggior sforzo verso la decarbonizzazione. Grande enfasi è posta sullo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili e sul nucleare nel settore elettrico. L'elettrificazione del riscaldamento nel settore residenziale e terziario comporta un calo progressivo della domanda di gas in questi settori. La decarbonizzazione dei

trasporti si raggiunge attraverso la crescita di veicoli sia elettrici che a gas.

Per quanto riguarda invece gli orizzonti temporali di più breve termine, *compresi fra il 2020 e il 2025*, in ambito ENTSO-E si è optato per un unico scenario definito come **best estimation (BE)**.

### 8.3. SINTESI DEGLI SCENARI ADOTTATI PER LE ANALISI

Le analisi descritte all'interno del documento (**Figura 11**) sono svolte considerando due orizzonti temporali: medio (2025) e lungo (2030) termine. Il primo declinato su due differenti scenari: il **PNIEC** (elaborato da Terna in coerenza con la proposta inviata dal Governo alla CE), in quanto principale riferimento nazionale, e il **Sustainable Transition**, elaborato da ENTSO-E, considerato scenario alternativo rispetto al primo.

**Tale scelta è legata al principale obiettivo del documento, già anticipato, ovvero la valutazione, su orizzonti temporali di medio-lungo termine (2025-2030), delle risorse di generazione necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico in possibili scenari, anche differenti fra loro.**

**L'uso di due scenari contrastanti come il PNIEC e l'ST consente di valutare tale necessità del sistema, soprattutto nel medio termine, in contesti differenti, fornendo una visione più ampia dell'adeguatezza del sistema e garantendo maggiore robustezza al risultato finale.**

In tal senso lo scenario DG non garantirebbe sufficienti elementi contrastanti rispetto al PNIEC, in quanto basato anch'esso su elevati livelli di penetrazione della fonte rinnovabile e di elettrificazione dei consumi.

Di seguito sono descritte le principali assunzioni alla base degli scenari considerati relativamente a domanda, generazione, rete e limiti di scambio.

<sup>15</sup> Processo finalizzato ad integrare considerazioni di natura ambientale nei piani e nei programmi di sviluppo, per migliorare la qualità decisionale complessiva.

<sup>16</sup>Nel 2030 lo scenario GCA è stato sostituito da una storyline complementare (EUCO 30) che illustra il raggiungimento dei target

climatici ed energetici imposti per il 2030 dall'European Council nel 2014 e include un efficientamento energetico pari al 30%

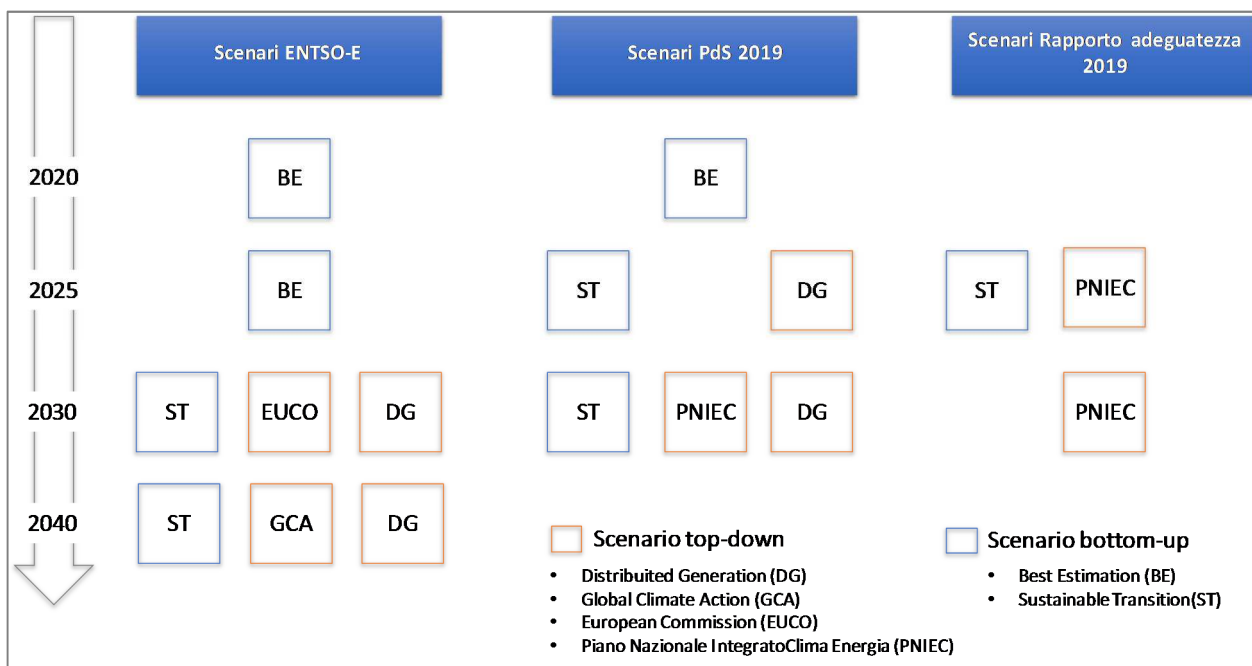


Figura 11 - Overview scenari disponibili

### 8.3.1. La domanda

Tutti gli scenari considerati sono caratterizzati da un incremento della domanda annua di energia elettrica rispetto ai valori odierni (320 TWh circa di fabbisogno nel 2017). L'incremento della domanda deriva dall'effetto combinato di fenomeni anche contrapposti: la storica correlazione tra PIL e domanda, l'atteso incremento di consumi per la crescita di veicoli elettrici e pompe di calore, e l'effetto opposto legato all'aumento dell'efficienza energetica dei consumi finali. Quest'ultimo elemento incide fortemente sullo scenario PNIEC, che presenta una domanda 2030 (330 TWh) inferiore di quasi 30 TWh rispetto alla domanda dello scenario Sustainable Transition (359 TWh) (Figura 12)

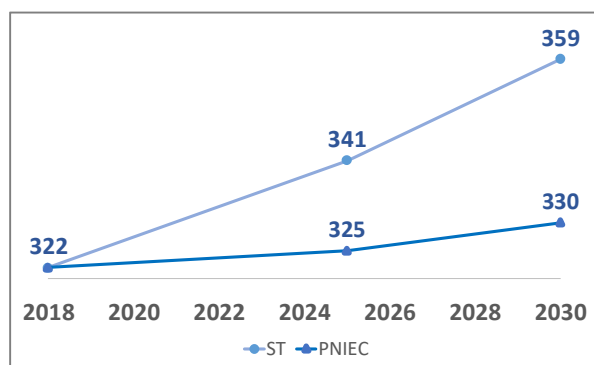


Figura 12 - Domanda considerata [TWh]

### 8.3.2. La generazione

Anche in questo caso le ipotesi alla base delle diverse storylines sono significativamente diverse: lo scenario Sustainable Transition al 2030 evidenzia ancora una quota residua di generazione da Carbone, in netto contratto con lo scenario PNIEC dove tale quota è azzerata a fronte di una crescita del comparto gas e della fonte rinnovabile.

**Sostanzialmente differente, fra i due scenari esaminati, la crescita della fonte rinnovabile intermittente (Figura 13 e Figura 14) che raggiunge un target di circa 70 GW nello scenario PNIEC al 2030, rispetto ai "soli" 41 GW dello scenario ST.**

#### 8.3.2.1. La generazione termoelettrica

Analizzando più nel dettaglio il comparto termoelettrico è facile osservare come negli scenari più aderenti alle politiche di decarbonizzazione (come il PNIEC) la generazione da fonte fossile si riduca, già a partire dal 2025, al solo utilizzo del gas, a scapito di olio e carbone (-8 GW). Per contro uno scenario come il Sustainable Transition, elaborato prima della definizione di tali politiche, e con ipotesi, ormai datate, fortemente pessimistiche sulla penetrazione della generazione rinnovabile e la riduzione delle emissioni climalteranti da parte del settore elettrico, presentano ancora quote residuali, seppure in riduzione, sia di carbone, fino al 2030, sia di olio, fino al 2025.

8.3.2.2. La generazione rinnovabile non programmabile

Così come i due scenari considerati mostrano un'evoluzione differente del comparto termoelettrico, lo sviluppo della fonte rinnovabile non programmabile, fotovoltaico ed eolico, è rappresentata da trend di sviluppo altrettanto differenti, con incrementi che oscillano fra gli +11 GW, nei prossimi 12 anni, per lo scenario ST, fino ad arrivare ai circa +40 GW, nel medesimo lasso di tempo per lo scenario PNIEC.

8.3.3. Gli accumuli

Relativamente alla capacità di accumulo considerata nelle analisi:

- lo scenario PNIEC prevede al 2030 6 GW aggiuntivi di nuovi sistemi di accumulo centralizzato (principalmente localizzati nel Sud del Paese e nelle due Isole maggiori) sia idrici che elettrochimici, a cui si aggiungono sistemi di accumulo prevalentemente elettrochimico, di taglia ben più piccola e accoppiati agli impianti di generazione distribuita;
- lo scenario ST non prevede invece esplicitamente uno sviluppo significativo né

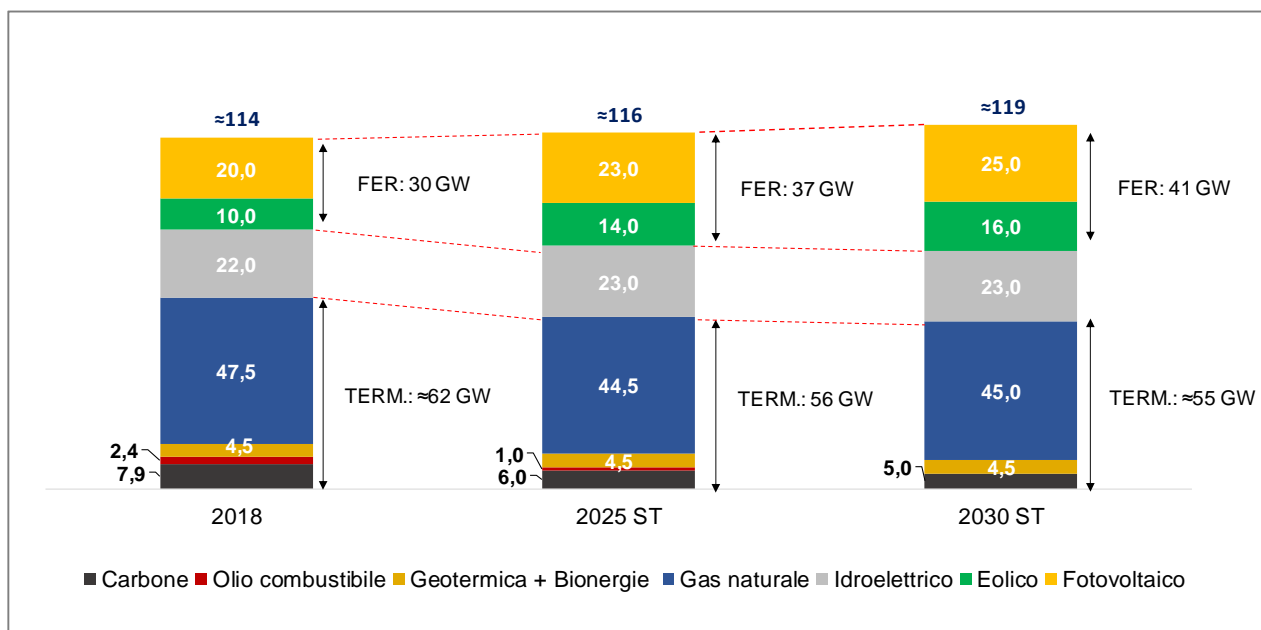


Figura 13 – Scenario ST, capacità di generazione installata [GW]

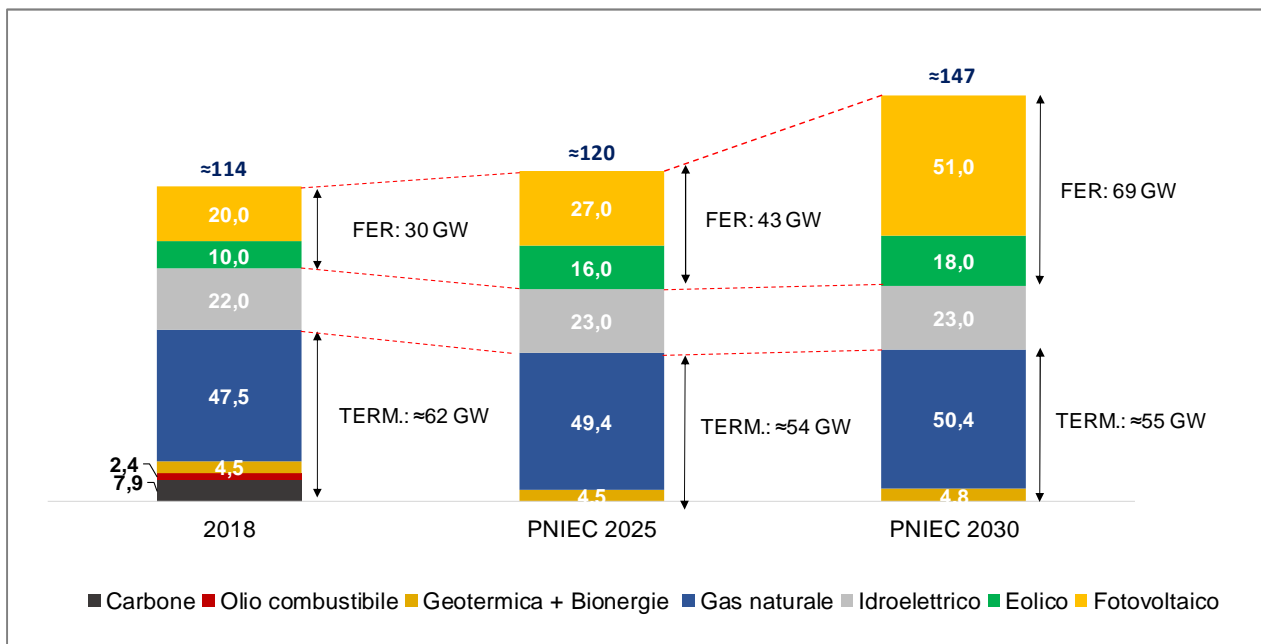


Figura 14 – Scenario PNIEC, capacità di generazione installata [GW]



della più classica tecnologia idrica né della tecnologia elettrochimica.

#### 8.3.3.1. La funzione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico

**Il progressivo incremento di nuova capacità installata da fonti rinnovabili non programmabili** comporta il verificarsi di due fenomeni spesso strettamente correlati tra loro:

- **congestioni di rete**, conseguenti al sovraccarico delle linee impiegate per trasportare l'energia dai luoghi di produzione ai luoghi di consumo
- **overgeneration "strutturale"**, conseguente alla forte variabilità e non programmabilità della risorsa rinnovabile che in certi periodi può risultare superiore al carico anche indipendentemente dalla effettiva capacità di trasporto della rete. Tale fenomeno, oggi molto limitato, è destinato a diventare sempre più rilevante (è sufficiente considerare che lo scenario PNIEC 2030 prevede circa 70 GW di capacità rinnovabile intermittente a fronte di un carico di punta giornaliero del paese attualmente compreso nel range 40-60 GW).

**In entrambi i casi tali fenomeni comportano la necessità di ridurre la produzione rinnovabile (tipicamente durante le ore di massimo irraggiamento solare o alta ventosità);** i sistemi di accumulo elettrico rappresentano la soluzione ideale per spostare questa generazione in eccesso nei periodi del giorno in cui i vincoli tecnici si riducono (tipicamente nelle ore della sera in cui il carico è ancora elevato ma il contributo della generazione solare si azzerava rapidamente).

Allo stato attuale, fra i sistemi di accumulo disponibili, la tecnologia maggiormente diffusa è quella degli impianti di pompaggio, che oltre a favorire il pieno sfruttamento delle fonti intermittenti (attraverso l'assorbimento dell'energia elettrica prodotta durante le ore solari e/o ad elevata ventosità) **forniscono un importante contributo all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema.** Tali impianti, infatti, possono essere gestiti in modo tale da garantire la piena disponibilità degli invasi e quindi la massima capacità disponibile nelle ore più critiche in termini di carico residuo. Gli stessi impianti, inoltre, possono essere asserviti ai **sistemi di difesa per la mitigazione dell'impatto di eventi rilevanti, possono fornire servizi di regolazione di frequenza e tensione e**

**supportano la riaccensione del sistema data la possibilità di prestare il servizio di black start.**

Inoltre, il recupero e/o sviluppo di bacini di accumulo idrico rappresenta un'opportunità per il paese anche in termini di gestione complessiva della risorsa idrica, in un contesto di cambiamenti climatici che rendono sempre più probabile il verificarsi di eventi climatici estremi.

Nei prossimi anni il comparto dei sistemi di accumulo sarà progressivamente integrato dallo sviluppo di dispositivi elettrochimici, sia di tipo centralizzato che distribuito (accoppiati sia agli impianti di generazione che agli utenti finali consumatori).

#### 8.3.4. La rete e i limiti di scambio

Per effettuare le analisi di adeguatezza descritte nel presente documento si è fatto riferimento allo sviluppo della infrastruttura di rete, così come previsto da Terna nel Piano di Sviluppo 2019 (**Figura 15 e Figura 16**)

In particolare, ai fini dell'analisi in oggetto, rilevano gli interventi di sviluppo con impatto sulla **capacità di interconnessione con l'estero e fra le sezioni di mercato italiane.**

Nel primo caso infatti lo sviluppo dei progetti di interconnessione garantirà non solo la riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica attraverso l'accesso a mercati potenzialmente vantaggiosi ma anche una maggiore possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi e, di conseguenza, un contributo all'adeguatezza. Tale sviluppo interesserà sia la frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) sia il Sud Est Europa, dove nel medio-lungo periodo è ipotizzabile lo sviluppo di nuova capacità produttiva diversificata e competitiva.

Rispetto al secondo caso (capacità di trasporto tra zone di mercato), si segnalano in particolare:

- la sezione Nord-Centro Nord interessata dallo sviluppo della rete di trasmissione 380 kV tramite la realizzazione di un collegamento fra le stazioni di Colunga e Calenzano;
- la sezione Centro Nord-Centro Sud interessata da una serie di attività volte alla rimozione di

- limitazioni esistenti sull'attuale infrastruttura e dallo sviluppo di un nuovo collegamento HVDC;
- la sezione Centro Sud-Sud interessata dalle nuove linee 380 kV "Foggia-Villanova", "Deliceto-Bisaccia" e "Montecorvino-Avellino-Benevento";
  - il collegamento della Sardegna con la Sicilia e il continente attraverso il potenziamento della rete interna e la realizzazione di nuovi collegamenti HVDC.

In **Tabella 1** e **Tabella 2** sono indicati i valori medi considerati nelle analisi oggetto del documento relativamente alla capacità di scambio fra l'estero e fra le zone di mercato interne allo stesso sistema italiano.



Con **Delibera 103/19 (Marzo 2019)** ha approvato il completamento della proposta di revisione della configurazione zonale presentata da Terna con la comunicazione del 15 Maggio 2018 (in esito al processo avviato dall'Autorità con la deliberazione 22/2018/R/eel) prevedendo lo spostamento dell'Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e l'introduzione della zona Calabria con soppressione del polo di produzione limitata di Rossano; e di prevedere, inoltre, che la nuova configurazione zonale abbia effetti dal 1 Gennaio 2021 (in subordine ad una valutazione positiva della richiesta di incremento di funzionalità degli algoritmi utilizzati per la gestione dei mercati, necessario a far fronte al crescente numero di offerte legato all'introduzione della nuova zona).

Le analisi qui contenute sono state volte considerando l'attuale struttura zonale in coerenza con le analisi del MAF 2018 e PdS 2019.

Box 8 – Revisione struttura zonale

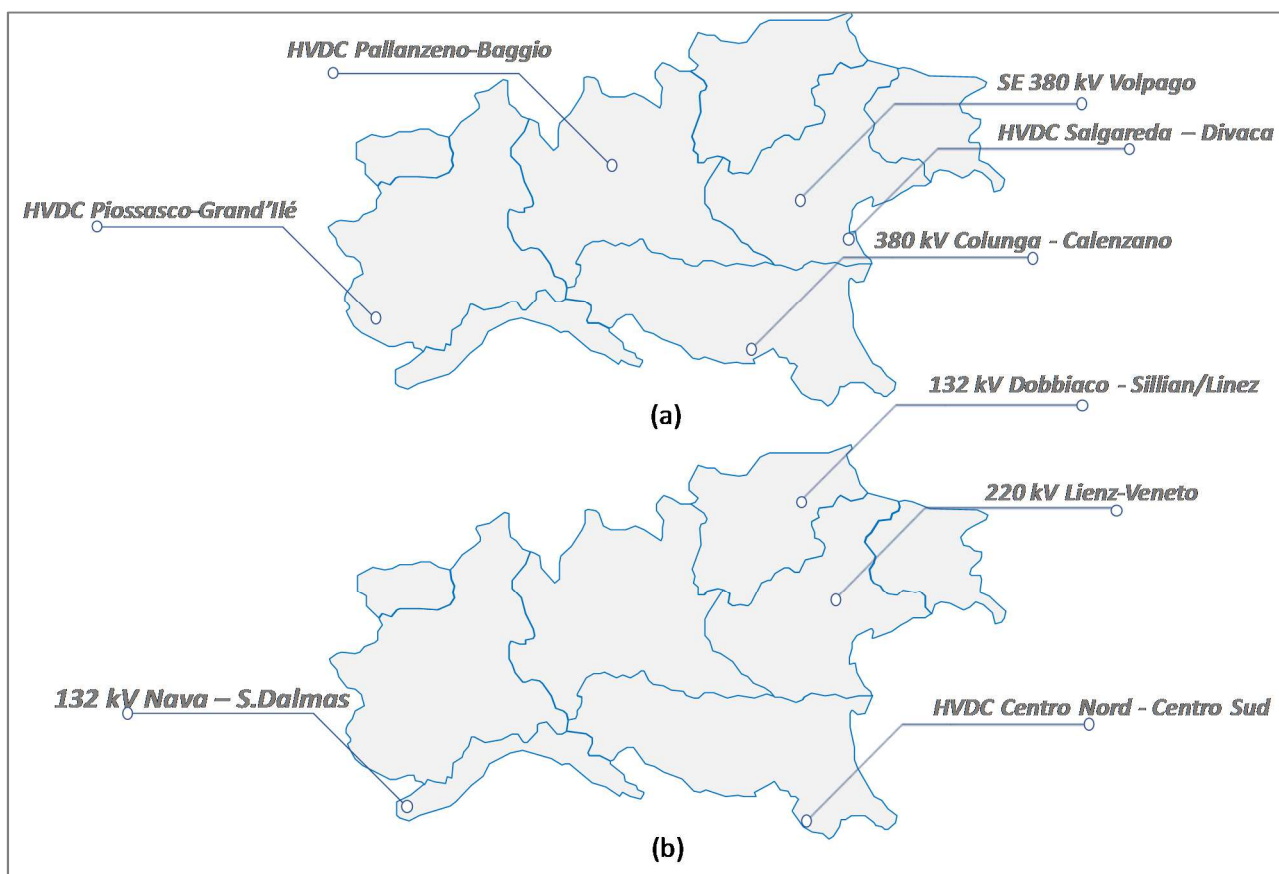


Figura 15 - Interventi previsti in area Nord, (a) 2025, (b) 2030

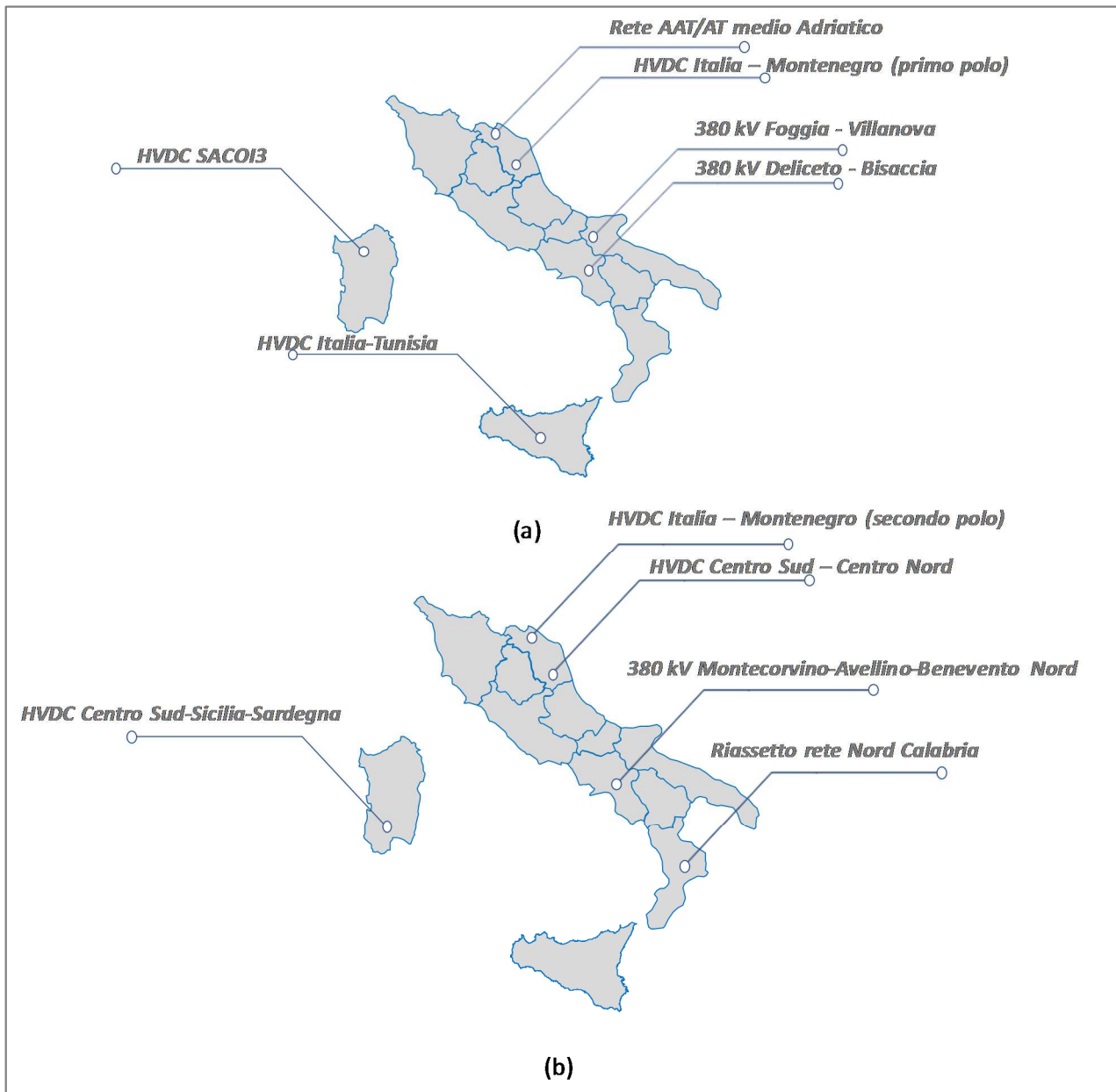


Figura 16 - Interventi previsti nelle aree Centro e Sud, (a) 2025, (b) 2030

Tabella 1 – Limiti di scambio [MW], 2025

	ZONE		→				←			
			Invernale		Estiva		Invernale		Estiva	
			Diurno	Notturno	Diurno	Notturno	Diurno	Notturno	Diurno	Notturno
LIMITI SCAMBIO INTERNI	Nord	Centro Nord	4400	4100	4000	3700	1700	2900	1500	2700
	Centro Nord	Centro Sud	1450	2100	892	2000	2850	2850	2639	2639
	Sud	Centro Sud	5500	5500	5500	5500	inf(*)	inf(*)	inf(*)	inf(*)
	Centro Sud	Sicilia	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sud	Rossano	inf(*)	inf(*)	inf(*)	inf(*)	2450	2200	2450	2200
	Rossano	Sicilia	1100	1100	1100	1100	1200	1200	1200	1200
	Centro Nord	Corsica	400	400	400	400	400	400	400	400
	Sardegna	Corsica	400	400	400	400	400	400	400	400
	Corsica AC	Sardegna	80	80	80	80	95	100	15	55
	Centro Sud	Sardegna	720	720	720	720	900	870	900	870
Sicilia	Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0	
LIMITI SCAMBIO CONFINE	IT Nord	Francia	1995	2160	1870	2055	4350	4195	3900	3670
	IT Nord	Svizzera	2410	2410	1917	2210	5240	4585	4227	3831
	IT Nord	Austria	510	510	408	510	735	688	630	595
	IT Nord	Slovenia	1660	1680	1620	1645	1730	1620	1515	1475
	IT Sud	Grecia	500	500	500	500	500	500	500	500
	Sicilia	Malta	200	200	200	200	200	200	200	200
	Sicilia	Tunisia	600	600	600	600	600	600	600	600
	Centro Sud	Montenegro	600	600	600	600	600	600	600	600

Tabella 2 – Limiti di scambio [MW], 2030

	ZONE		→				←			
			Invernale		Estiva		Invernale		Estiva	
			Diurno	Notturno	Diurno	Notturno	Diurno	Notturno	Diurno	Notturno
LIMITI SCAMBIO INTERNI	Nord	Centro Nord	5000	4700	4600	4300	2700	3900	2500	3700
	Centro Nord	Centro Sud	2450	3100	1892	3000	3850	3850	3639	3639
	Sud	Centro Sud	5700	5700	5700	5700	inf(*)	inf(*)	inf(*)	inf(*)
	Centro Sud	Sicilia	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	Sud	Rossano	inf(*)	inf(*)	inf(*)	inf(*)	3350	3100	3350	3100
	Rossano	Sicilia	1100	1100	1100	1100	1200	1200	1200	1200
	Centro Nord	Corsica	400	400	400	400	400	400	400	400
	Sardegna	Corsica	400	400	400	400	400	400	400	400
	Corsica AC	Sardegna	80	80	80	80	95	100	15	55
	Centro Sud	Sardegna	720	720	720	720	900	870	900	870
Sicilia	Sardegna	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
LIMITI SCAMBIO CONFINE	IT Nord	Francia	2045	2210	1920	2105	4450	4295	4000	3770
	IT Nord	Svizzera	2410	2410	1917	2210	5240	4585	4227	3831
	IT Nord	Austria	1090	1090	872	1090	1395	1306	1196	1129
	IT Nord	Slovenia	1660	1680	1620	1645	1730	1620	1515	1475
	IT Sud	Grecia	500	500	500	500	500	500	500	500
	Sicilia	Malta	200	200	200	200	200	200	200	200
	Sicilia	Tunisia	600	600	600	600	600	600	600	600
	Centro Sud	Montenegro	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200

(\*) Si assume il limite di scambio infinito in quanto il transito specifico non è rilevante ai fini dell'analisi in oggetto

### 8.3.5. La copertura della domanda

Sulla base di quanto ipotizzato in precedenza è possibile produrre un'overview dei valori di domanda e produzione stimati per i diversi scenari considerati.

In particolare, in **Figura 17** è possibile osservare come le diverse storyline ipotizzate si riflettano sulla copertura della domanda con uno **scenario PNIEC, al 2030, che presenta circa il 35% dei consumi soddisfatti dalla fonte rinnovabile non programmabile** (fotovoltaico ed eolico), a differenza dello **scenario ST**, dove tale quota risulta **poco inferiore al 20%**. Tale differenza, fra i due scenari si riduce se si osservano le stime al 2025, dove lo scenario PNIEC presenta una copertura della domanda da fonte rinnovabile non programmabile di circa il 20%, mentre lo scenario ST, per lo stesso anno si ferma a una quantità poco inferiore, circa il 17%.

Analogamente il contributo alla copertura della domanda da parte della generazione termoelettrica

appare molto simile al 2025, fra i due scenari considerati, pur avendo un parco di produzione profondamente diverso. Evidenziando come **il contributo di tale tecnologia, almeno nel medio termine, rimane fondamentale al soddisfacimento del fabbisogno elettrico.**

Il contributo della generazione termoelettrica subisce una sostanziale riduzione fra il 2025 e il 2030 **solo in corrispondenza di una rilevante crescita della fonte rinnovabile non programmabile, nello scenario PNIEC (Figura 14).** Mentre assume un andamento diametralmente opposto nello scenario ST, dove la crescita di fotovoltaico ed eolico è estremamente contenuta (Figura 13).

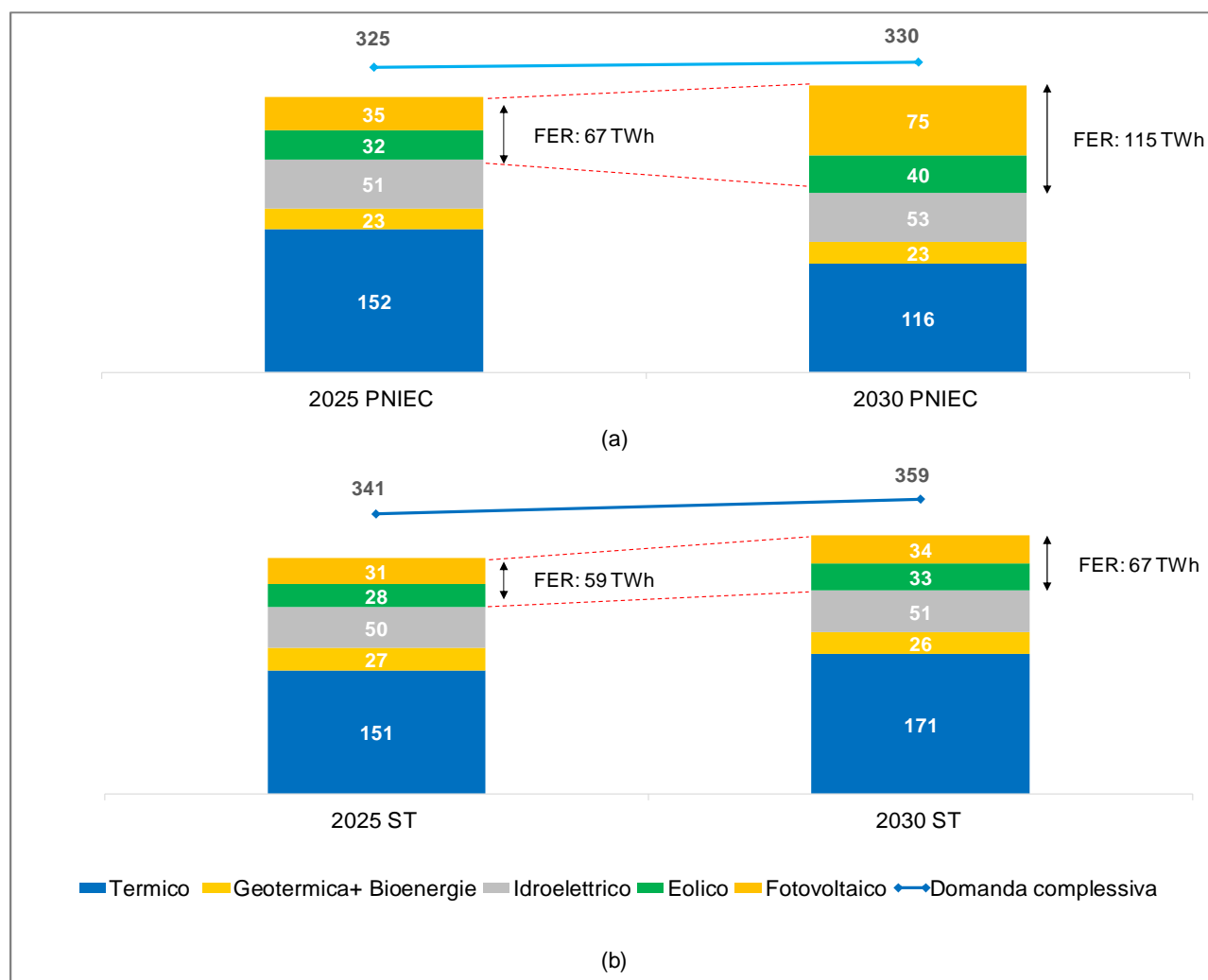


Figura 17 – Domanda e generazione [TWh], (a) scenario PNIEC, (b) scenario ST



## Outlook scenari Francia e Germania

La rappresentazione del **contributo estero** ai fini dell'analisi di adeguatezza è, e sarà nei prossimi anni, uno degli elementi di maggiore interesse, soprattutto in funzione dell'elevato grado di **incertezza** che affligge le previsioni di crescita della generazione convenzionale e non su tutto il perimetro europeo. Tale incertezza è a sua volta legata a una politica energetica in rapido mutamento e indirizzata verso obiettivi di sostenibilità ambientale sempre più sfidanti, come accade ad esempio in due dei Paesi di maggiore impatto ai fini della copertura del carico italiano, **la Germania e la Francia**.

### ▪ **La Germania**

In seguito alla catastrofe nucleare di Fukushima nel 2011, il governo tedesco decise di **chiudere definitivamente tutti i reattori nucleari in Germania entro il 2023**. Il nucleare attualmente rappresenta il 12% della produzione elettrica del paese con forte concentrazione al sud del paese dove si trovano importanti siti industriali e dove il potenziale per costruire impianti eolici è relativamente basso. Il phase-out nucleare comporta dunque massicci investimenti non solo in rinnovabili (eolico al nord) ma anche in linee di trasmissione.

Altro elemento di possibile criticità è legato alla decisione, varata dal governo tedesco a fine gennaio 2019, di **chiudere definitivamente tutti gli impianti a carbone e a lignite entro il 2038**.

L'attuale governo tedesco si è dato l'obiettivo ambizioso di **superare il 65% di quota rinnovabile entro il 2030**. I quattro gestori di rete di trasmissione tedeschi di recente hanno pubblicato possibili scenari evolutivi del sistema elettrico. **Gli elementi chiave** che costituiranno il fulcro di tale transizione energetica sono:

- **Forte incremento della capacità installata di eolico e solare**, raggiungendo entro il 2030 oltre 100 GW di solare e oltre 100 GW di eolica. Tali obiettivi potranno essere raggiunti soltanto con un tasso di crescita mai realizzato in precedenza e pari a +3,7 GW l'anno di eolico e +4,6 GW l'anno di solare.
- **Forte sviluppo di risorse di flessibilità come accumuli ma anche Power To Gas e domanda attiva**. Si prevede la costruzione di 30 GW di risorse di flessibilità "elettriche" entro il 2030 e la costruzione di 19 GW di Power To Gas e Power To Heat.
- **La capacità installata di impianti a gas è prevista in aumento di circa 10 GW** rispetto ai valori attuali e in futuro il gas costituirà la fonte di produzione non rinnovabile dominante.
- **Entro il 2030 si prevede di costruire oltre 11.000 km di nuove linee di trasmissione** per connettere le zone di alta produzione di rinnovabili al nord del paese con i centri di consumo al sud della Germania. Gli operatori di rete stimano saranno necessari investimenti per circa 52 miliardi di € per realizzare queste linee interne. Inoltre, lo sviluppo di eolico in mare richiede la costruzione di oltre 2.000 km di linee per connettere gli impianti eolici in mare con la rete di trasmissione nazionale. Complessivamente i TSO tedeschi propongono un Piano di Sviluppo di circa 76 miliardi di € entro il 2030.

### ▪ **La Francia**

La Francia è il paese con la più alta percentuale di energia nucleare nel mix di produzione al mondo. Analogamente a quanto successo in Germania, il disastro di Fukushima, ha portato l'attenzione dei media sulla sicurezza dei reattori nucleari attivi, che ha influenzato l'opinione pubblica francese rispetto al nucleare portando all'introduzione di una proposta di legge, passata in Parlamento nel 2014, che prevede **una riduzione della quota nucleare nella produzione totale di energia elettrica**. L'obiettivo del governo francese è ora quello di **chiudere completamente gli impianti nucleari francesi** diversificando il mix elettrico e incrementando la quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Nei prossimi anni, in Francia come in altri paesi, si attende una **forte crescita della fonte solare ed eolica** (onshore e offshore) vista la loro competitività, mentre le altre fonti hanno un basso potenziale di crescita (es. idrica, geotermica) o sono svantaggiati dal punto di vista economico (es. biomassa, mare-motrice) che rende uno scenario di sviluppo su vasta scala di queste risorse poco probabile. Tuttavia, la sfida consiste nel rimpiazzare una tecnologia programmabile e di alta disponibilità come il nucleare con fonti rinnovabili non programmabili che hanno una producibilità inferiore al nucleare.

Gli ultimi sviluppi, come descritti all'interno del **piano strategico francese** per l'energia e il clima, prevedono la **chiusura dai 4 ai 6 reattori nucleari** (su un totale di 58 reattori esistenti) **entro il 2028 e un totale di 14 entro il 2035** con l'obiettivo di ridurre al 50% la quota nucleare nel mix di produzione francese.

Similarmente a quanto previsto in Germania, anche in Francia gli impianti nucleari in chiusura dovranno essere sostituiti da nuovi impianti e nuove tecnologie tali da garantire il raggiungimento degli obiettivi di produzione da fonti rinnovabili, nonché la sicurezza del sistema elettrico. Tutto questo in aggiunta agli investimenti previsti al fine di garantire l'integrazione delle rinnovabili. **L'operatore RTE stima che saranno necessari oltre 10 miliardi euro nei prossimi 10 anni**, valori decisamente inferiori a quelli tedeschi ma comunque superiori ai piani di sviluppo precedenti.

Box 9 – Outlook scenari Francia e Germania

## 9. MODELLO E METODOLOGIA

### 9.1. OBIETTIVI E APPROCCIO

Come già evidenziato, negli scenari di lungo termine (2030) analizzati la generazione termica a gas riveste un ruolo chiave nel garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico, pur con un esercizio profondamente diverso da quello storicamente affidato a questa tecnologia (i.e. peakers vs base load); in questo contesto la principale criticità da gestire è il **decommissioning della generazione termica convenzionale a carbone**.

Partendo da questo presupposto, la metodologia e i modelli descritti di seguito sono stati sviluppati per giungere alla **quantificazione della capacità di generazione necessaria a garantire, in corrispondenza di un determinato scenario, l'adeguatezza del sistema elettrico**.

Per ciascuno scenario, tale analisi di adeguatezza è schematizzabile in tre fasi consecutive:

1. la definizione di un sufficiente numero di stati futuri possibili o "anni Monte Carlo";
2. l'elaborazione, per ognuno di essi, di uno unit commitment e successivo dispatching<sup>18</sup> delle unità di generazione;
3. la valutazione, per ognuno degli stati simulati dell'effettiva capacità del sistema di coprire il carico;

4. il calcolo dei principali indicatori probabilistici (presi a riferimento per le valutazioni di adeguatezza dei sistemi elettrici) che sintetizzano i risultati del punto 3.

Ognuno di questi punti sarà successivamente descritto in dettaglio.

### 9.2. IL MODELLO UTILIZZATO

#### 9.2.1. Il sistema italiano

L'intero sistema elettrico italiano viene rappresentato con un modello "multi-sbarra" nel quale le aree di mercato sono rappresentate da equivalenti bus-bar, ovvero prive del dettaglio della rete di trasmissione e distribuzione interne a ciascuna area (Figura 18). I vari equivalenti bus-bar sono collegati fra loro attraverso un modello di dettaglio delle diverse linee presenti in quella sezione di mercato. Ognuna di esse è rappresentata attraverso le sue principali caratteristiche tecniche.

Il modello è poi integrato con apposite rappresentazioni delle interconnessioni con Estero-Nord (che include le frontiere con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), Estero- Centro Sud (Montenegro), Estero-Sud (Grecia); relativamente all'anno orizzonte 2030 viene considerata anche l'interconnessione Estero-Sicilia (HVDC Italia - Tunisia) (Figura 16)

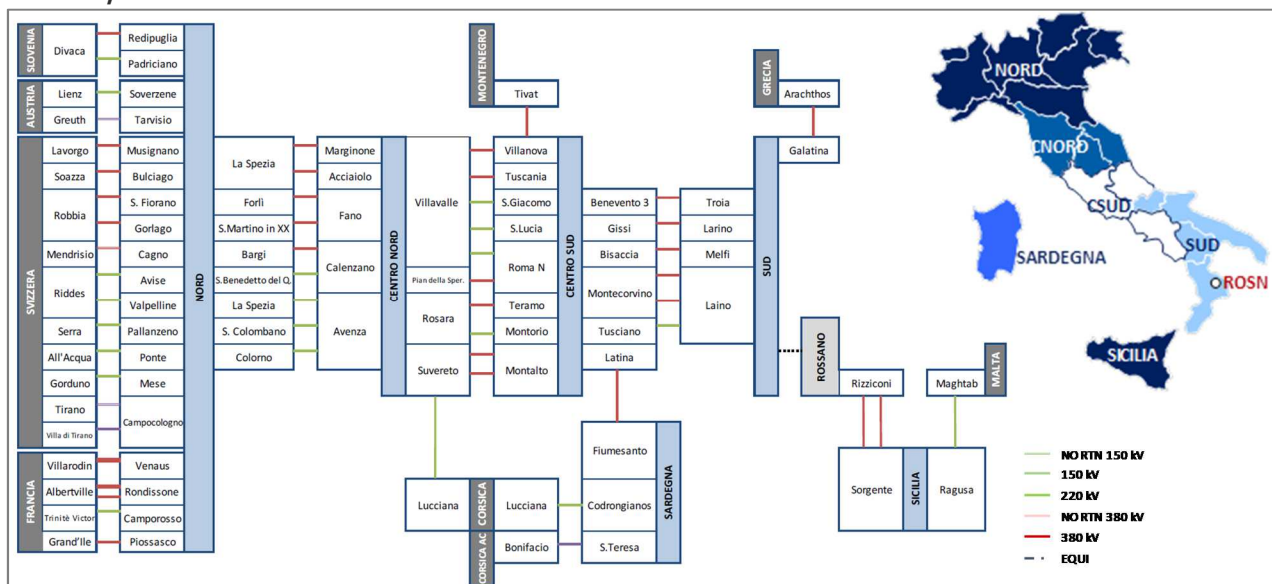


Figura 18 – Struttura zonale considerata

<sup>18</sup> Lo unit commitment identifica una combinazione ottimale di accensione/spengimento delle unità generatrici lungo un dato orizzonte temporale, tale da soddisfare i requisiti di carico e di riserva

previsti, nel rispetto dei vincoli tecnico/economici dichiarati, mentre la fase successiva di dispatching identifica l'esatto valore di potenza a cui tali unità sono chiamate a produrre per garantire il minimo costo complessivo del sistema.

### 9.2.2. Il contributo estero all'analisi di adeguatezza

Ai fini dello sviluppo del modello, il contributo dell'import è rappresentato mediante **centrali equivalenti** (modellizzate in modo tale da funzionare come unità di consumo nelle ore di export) localizzate in un'area estera interconnessa alla zona italiana. Tale passaggio si rende necessario per ottenere un modello sufficientemente semplice da poter essere risolto iterativamente nell'ambito delle simulazioni Monte Carlo nel rispetto dei limiti ammissibili di potenza di calcolo e tempi di elaborazione (Figura 19).

Per ciascuna frontiera elettrica, il numero di generatori e le caratteristiche tecniche di ciascuno di essi sono definiti in modo tale da riprodurre una distribuzione di probabilità dell'import disponibile allineata con i valori attesi all'anno obiettivo e ottenuti a partire da **simulazioni effettuate sull'intero perimetro europeo (modelli ENTSO-E MAF 2018)**.

Per costruire i generatori equivalenti, a partire da tali simulazioni (Figura 20) si effettua in primo luogo una **selezione delle ore maggiormente critiche**, ovvero caratterizzate da una maggiore probabilità di distacco di carico. L'individuazione di tali ore avviene attraverso i seguenti due passi:

1. Per ciascuna "ora" simulata si **calcola il fabbisogno termico residuo** di ciascuna zona italiana interconnessa alla zona estera, pari alla differenza tra il carico della zona in esame e la somma di tutte le produzioni localizzate nella zona diverse da Termiche al netto dei transiti con le restanti zone nazionali confinanti

2. Si individuano le ore critiche per ogni Zona italiana interconnessa ad un'area Estera come le ore a **massimo fabbisogno termico residuo**.

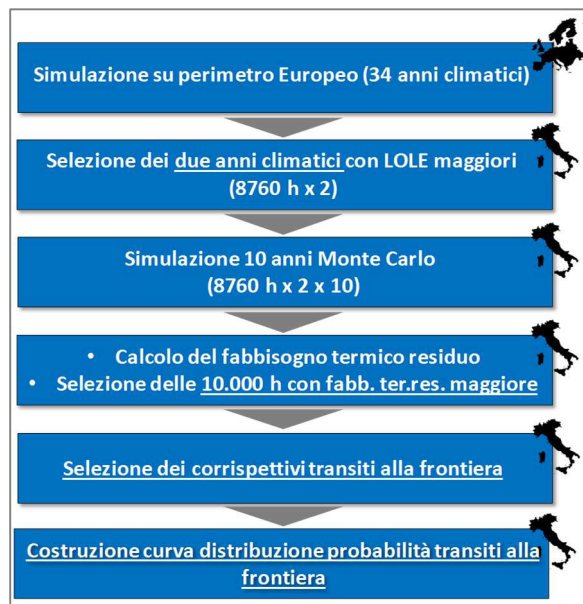


Figura 20 – Modellizzazione contributo estero per analisi di adeguatezza

A valle quindi della definizione delle ore maggiormente critiche si elaborano i generatori equivalenti in maniera tale da **minimizzare lo scarto quadratico medio tra la distribuzione di probabilità dell'import complessivamente disponibile e la curva dell'import simulato nelle ore etichettate come critiche**.

I generatori così ricavati sono poi collegati al resto del modello italiano come descritto in 9.2.1 tramite linee fittizie sempre disponibili e soggette a 2 valori limite di scambio. In particolare, sono identificati limiti invernali

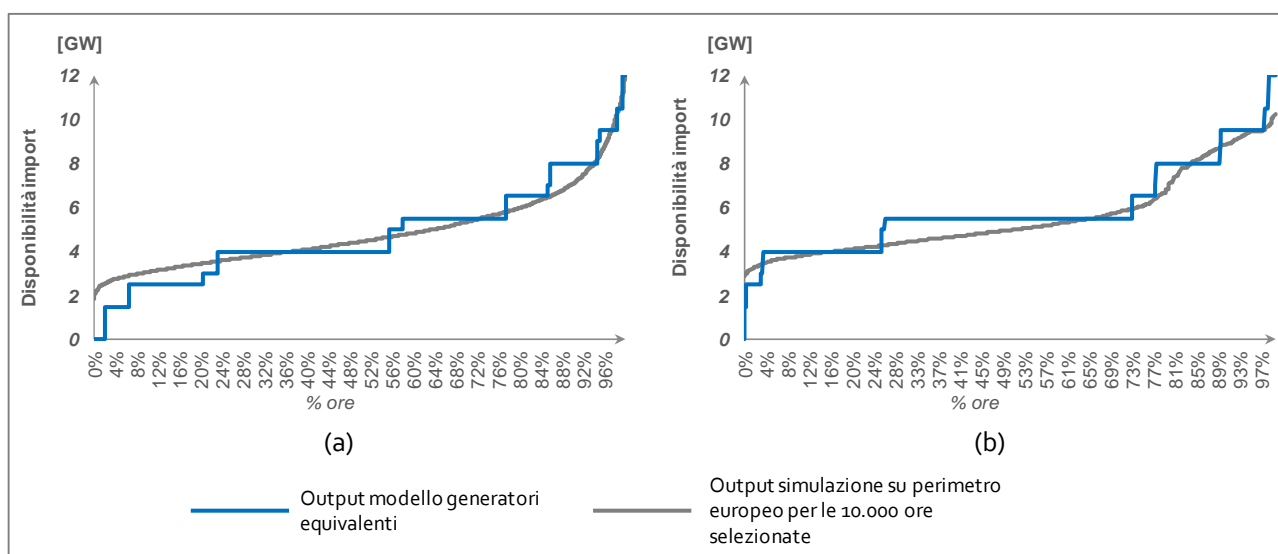


Figura 19 – Disponibilità import frontiera Nord (esempio), a) inverno, b) estate



ed estivi, in analogia con quanto è fatto, in maniera più dettagliata, per il calcolo della Net Transfer Capacity  
 Nel caso dei collegamenti in corrente continua (Estero - Centro Sud, Estero - Sud ed Estero - Sicilia) tali valori risultano uguali per i periodi estivi e invernali.

Rispetto a quanto adottato nell'ambito del PdS, dove si ricorre a un modello pan-europeo, l'utilizzo dell'approccio appena descritto, consente di rappresentare meglio, ai fini dell'analisi di adeguatezza, il **potenziale contributo della generazione estera evitando di sottostimare possibili criticità in termini di mancata copertura del carico in Italia.**

### 9.2.3. La costruzione di "anni Monte Carlo"

Lo step successivo è la definizione di un largo numero di possibili futuri stati di funzionamento del sistema (denominati *anni Monte Carlo*).  
 Come anticipato in precedenza il metodo Monte Carlo estende l'approccio deterministico utilizzando come input valori casuali, rappresentando l'incertezza associata alle variabili di input tramite una funzione di distribuzione di probabilità.



La **modellazione della domanda e della producibilità della fonte rinnovabile non programmabile**, passa anche attraverso una corretta, e il più possibile completa, **valutazione delle possibili condizioni climatiche** che impattano sia i consumi che la generazione, specie quella fotovoltaica ed eolica.

Al fini dello studio in oggetto si ricorre a un **database di dati climatici** elaborato in ambito ENTSO-E (Pan European Climate Database) che contiene 34 profili annuali storici (dal 1982 al 2015) relativi principalmente a:

- *Temperatura*
- *Irraggiamento*
- *Ventosità*

Tali serie di dati consentono di **modellare 34 diversi profili di domanda e generazione da fonte rinnovabile non programmabile.**

*Box 10- Database condizioni climatiche*

Nel caso specifico dell'analisi qui descritta ognuno degli stati, successivamente simulati e analizzati, è ottenuto tramite una combinazione di:

- **domanda di elettricità;**
- disponibilità in esercizio di **generazione termica;**
- disponibilità della **generazione rinnovabile;**
- disponibilità in esercizio di **elementi di rete.**

I vari stati di funzionamento rappresentati sono poi pesati per la rispettiva probabilità di accadimento.

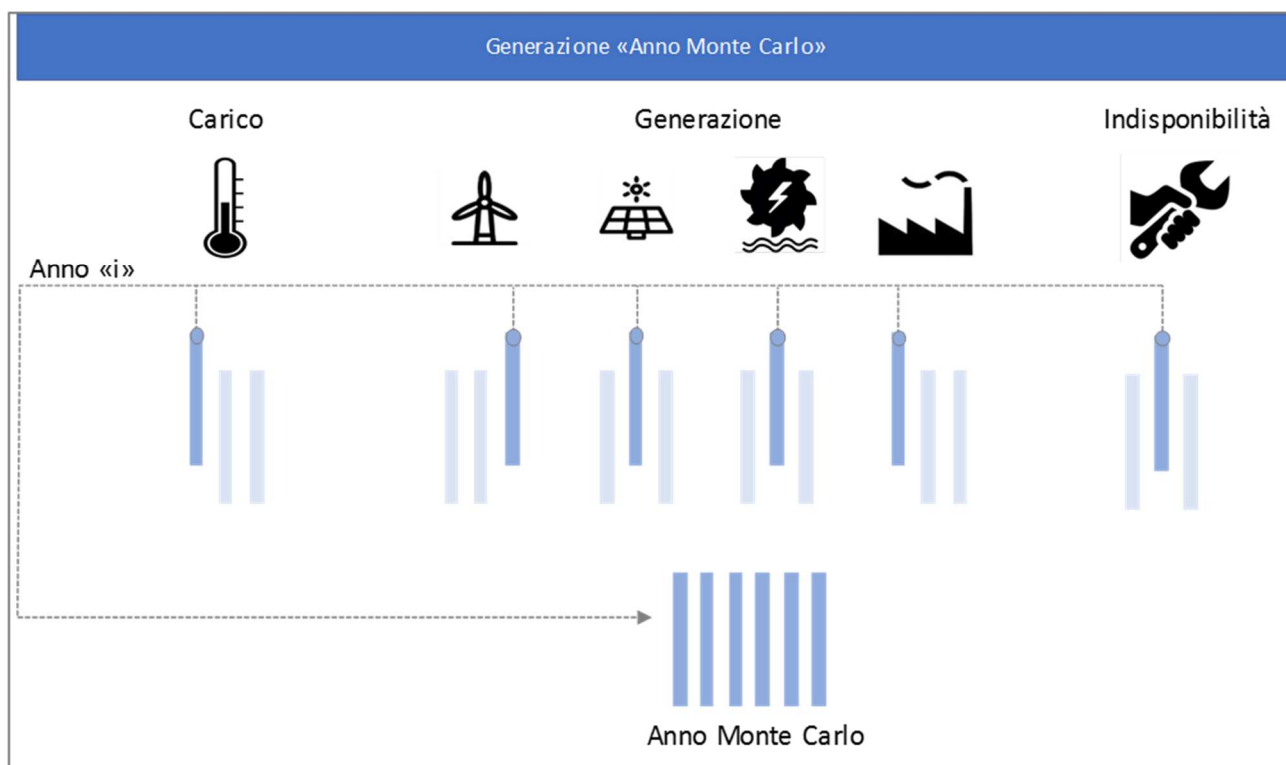


Figura 21 - Definizione "anno Monte Carlo"

Questo processo è ripetuto diverse volte per ottenere una serie di “anni Monte Carlo” che costituiscono un set di possibili stati futuri del sistema (Figura 21).

### 9.2.4. Unit commitment e dispatching

Nella seconda fase dell’analisi, per ogni *anno Monte Carlo* viene determinato lo *unit commitment* e il *dispacciamento* economicamente più conveniente in grado di rispettare i vincoli del sistema simulato.

La programmazione settimanale delle produzioni idro-termoelettriche si basa sulla scelta dei gruppi da tenere in servizio (**Unit Commitment**) durante i diversi periodi dell’intervallo d’interesse necessari per garantire il rispetto dei vincoli relativi alla riserva d’esercizio e al rispetto dei limiti di trasporto di potenza attiva fra le diverse aree del sistema mentre nel **dispacciamento** delle potenze attive dei gruppi termoelettrici il sistema elettrico è rappresentato con maggiore dettaglio.

I principali input di questo processo (Figura 22) sono:

- il **profilo orario della domanda** (che considera la correlazione con la temperatura);
- la **generazione termica installata** con relative caratteristiche tecniche e parametri di indisponibilità (pianificata e forzata);
- la **generazione idrica, fotovoltaica ed eolica installata** con relativi profili di **producibilità** basati a loro volta sulle condizioni climatiche associate;
- la **generazione “imposta”<sup>19</sup>**, ossia non vincolata agli ordini di merito economico, rappresentata tramite profili orari;
- la **rete di trasmissione**, rappresentata attraverso la capacità scambio e i parametri di indisponibilità della stessa (pianificata e forzata);

- la **disponibilità del contributo estero**, rappresentato tramite centrali equivalenti opportunamente modellate.

In aggiunta a quanto elencato sopra, è richiesto un numero di assunzioni aggiuntive fra cui è importante sottolineare le seguenti:

- il bilancio domanda/generazione si risolve all’interno di un unico mercato dell’energia (non si considerano mercati intraday e di bilanciamento);
- si assume una condizione di “mercato perfetto” (assenza di strategie specifiche da parte dei produttori);
- la soluzione di ottimo economico si assume coincidente con la minimizzazione del costo variabile di generazione.

Sulla base degli input sopra menzionati, e per ogni “anno Monte Carlo” definito in precedenza, si effettua quindi uno **unit commitment settimanale** a cui segue un **dispacciamento delle risorse al minimo costo per il sistema**.

### 9.2.5. La valutazione dell’adeguatezza

L’ultima fase del processo consiste nella vera e propria valutazione di adeguatezza. Per ogni ora simulata si verifica la presenza o meno di una criticità tramite il calcolo dell’indice **ENS (Energy Not Supplied, MWh)** inteso come la quota parte di domanda non fornita, in un dato periodo, per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione.

Per ogni area di interesse, il numero di volte in cui l’indicatore è differente da zero è conteggiato e memorizzato al fine poi di ricavare una stima della curva di distribuzione delle probabilità (Probability Distribution - PD).

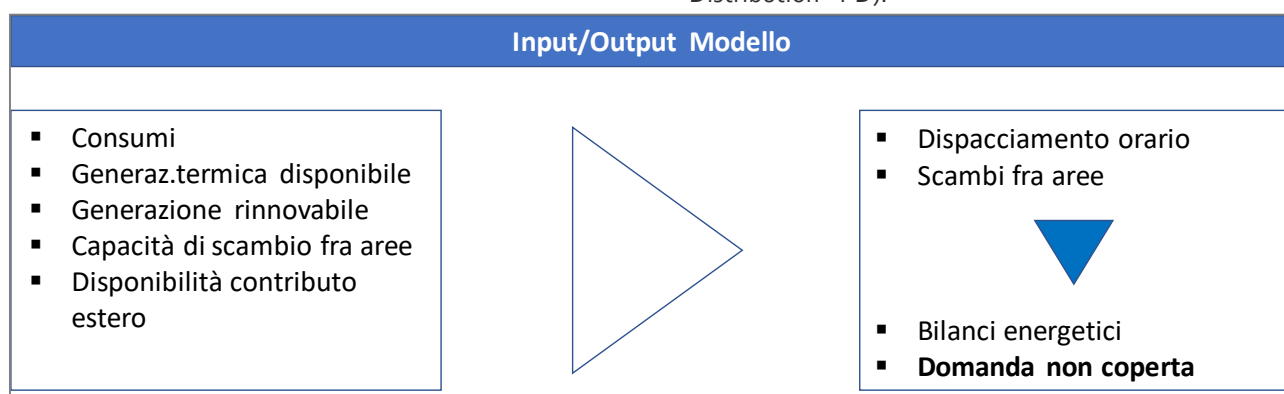


Figura 22 - Input/Output valutazione Unit Commitment e dispatching

<sup>19</sup> Ad esempio, la generazione geotermica, da biomassa, e tutta la generazione soggetta a vincoli di esercizio (impianti essenziali).

Tipicamente la curva di distribuzione di probabilità dell'ENS ha un andamento come quello rappresentato in **Figura 23** dove è riportata:

- sull'asse delle ordinate la probabilità di accadimento: valutata come il rapporto fra il numero di eventi simulati per il quale è riscontrato un ENS differente da zero e il numero totale di eventi simulati;
- sull'asse delle ascisse è espresso il valore dell'ENS stimato.

Tale curva è utilizzata, comunemente, per estrarre i seguenti tre principali messaggi:

- **Media:** il valore medio dell'ENS di tutte le simulazioni effettuate.
- **P50 (mediana):** il valore della distribuzione per il quale si verifica la condizione in cui il numero di eventi con  $ENS > P50$  è esattamente uguale al numero di eventi per il quale  $ENS < P50$ .
- **P95 (1 in 20 anni):** il valore della distribuzione per il quale il 95% dei valori di ENS identificati sono inferiori di P95. **Il valore di P95 fornisce una misura degli eventi di alto impatto ma bassa probabilità.**

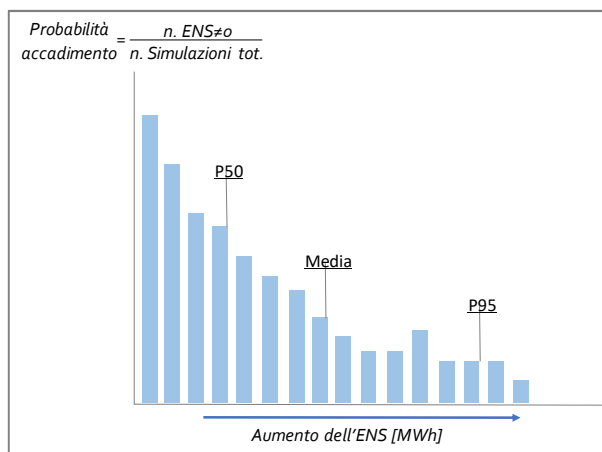


Figura 23 – Distribuzione probabilità indicatore ENS (esempio)

La stima del **numero di ore in cui, in un dato periodo, l'ENS è differente da zero** costituisce un ulteriore importante indicatore di adeguatezza denominato **Loss of Load Expectation (LOLE)**. Per ciascuna simulazione, il LOLE rappresenta quindi la media matematica del numero di ore in cui si verifica un distacco di carico in ciascuno degli anni Monte Carlo simulati.

Il modello così costruito consente di **ottenere una valutazione della capacità di generazione termica necessaria a garantire un sistema elettrico "adeguato"**. A tale scopo nel presente documento il sistema si considera adeguato se rispetta entrambe le soglie di accettabilità di seguito indicate:

- $LOLE_{media} < 3 \text{ h}$
- $ENS_{media} < 10^{-5} \text{ p.u.}$



Nel 2014 il Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER) ha pubblicato una relazione che fornisce una panoramica delle valutazioni dell'adeguatezza in vari paesi europei. Tale relazione ha evidenziato **la mancanza di armonizzazione nella metodologia e nei criteri di adeguatezza utilizzati** in questi paesi e le sue conclusioni si applicano ancora alla presente analisi.

In sette paesi, Gran Bretagna, Francia, Paesi Bassi, Finlandia, Ungheria, Belgio e Repubblica d'Irlanda, gli indicatori si basano su una valutazione di adeguatezza probabilistica. Tuttavia, i criteri utilizzati differiscono (un LOLE di tre ore all'anno in Belgio, Francia e Gran Bretagna, di quattro ore all'anno nei Paesi Bassi e di otto ore all'anno nella Repubblica d'Irlanda). Per contro, Svezia e Spagna applicano una metodologia quantitativa basata sul bilancio di energia (cioè il margine di riserva).

In Italia con il decreto ministeriale del 28 giugno 2019, il quale approva la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, è stato sancito **un valore obiettivo del LOLE di tre ore per anno.**

Box 11 - Le soglie di adeguatezza

### 9.2.6. Valutazione della capacità termica adeguata

La valutazione della capacità termica necessaria al rispetto dei vincoli descritti in 9.2.5 si basa su un processo iterativo (Figura 24) in cui si procede incrementando gradualmente, a partire da uno scenario iniziale, la capacità termica installata suddividendola tra le varie zone in funzione del livello di ENS stimato in ciascuna di esse.

Tale processo è ripetuto fino all'ottenimento di indicatori di adeguatezza il cui valore medio è inferiore alle soglie individuate.

Questo processo consente di ottenere, oltre che un valore di capacità di generazione tale per cui il sistema è adeguato, un'idea di come varia il LOLE in funzione della generazione termoelettrica installata

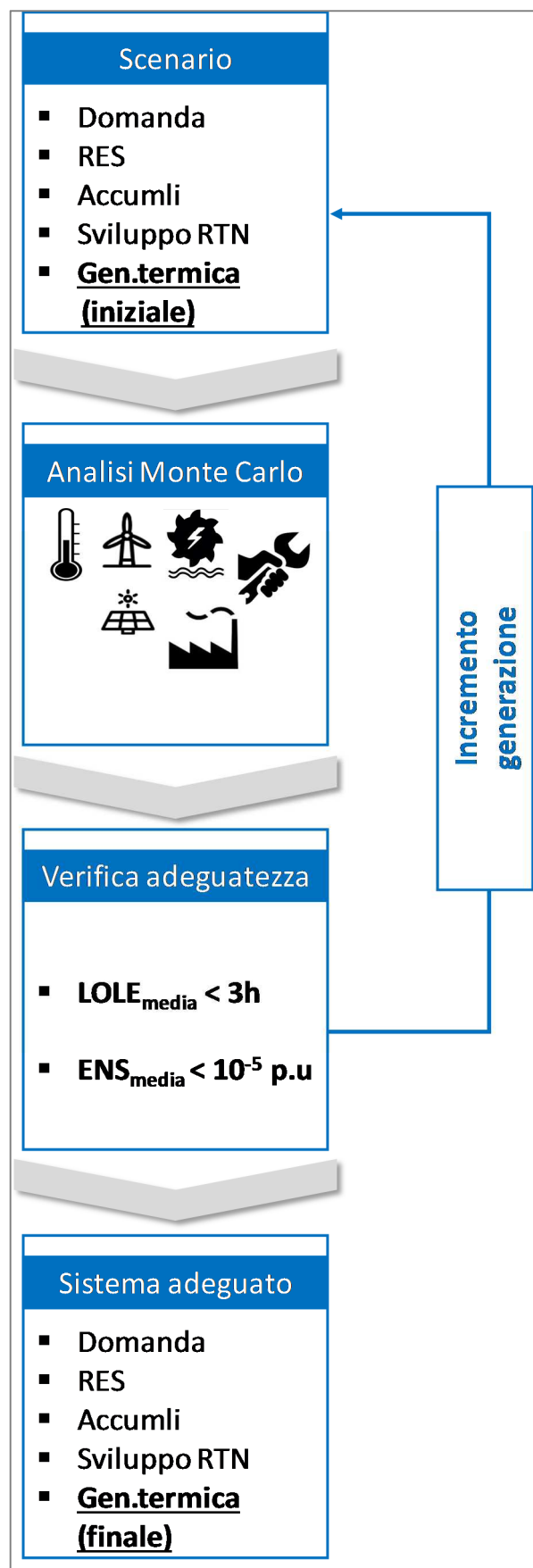


Figura 24 - Valutazione iterativa generazione termica adeguata

## 10. RISULTATI DELLE ANALISI DI ADEGUATEZZA

### 10.1. OVERVIEW DELLE ANALISI EFFETTUATE

La metodologia descritta in 9.2.6 è stata applicata, nell’ambito di questo documento, a due scenari significativamente contrastanti e a due distinti orizzonti temporali.

In particolare, come già anticipato, sono stati presi a riferimento:

1. lo **scenario PNIEC**, nella sua versione preliminare, attualmente in fase di verifica da parte della Commissione Europea, declinato su due orizzonti temporali, il 2025 e il 2030;
2. lo **scenario Sustainable Transition (ST)** elaborato in ambito ENTSO-E, declinato sul 2025.

L’utilizzo di quest’ultimo scenario, significativamente differente rispetto al primo, consente di verificare i risultati in contesti energetici diversi, irrobustendo i risultati della stessa analisi. Su un orizzonte di analisi di più lungo termine tale esigenza appare comunque meno rilevante, considerando che le politiche di decarbonizzazione ormai consolidate spingono il sistema verso uno scenario più vicino al PNIEC che al ST.

Nell’ambito dello scenario PNIEC (Figura 25) è stata effettuata inoltre una analisi di sensitivity volta a

valutare l’impatto sull’adeguatezza di un ridotto sviluppo dei sistemi di accumulo centralizzato al 2025 (**sensitivity storage**).

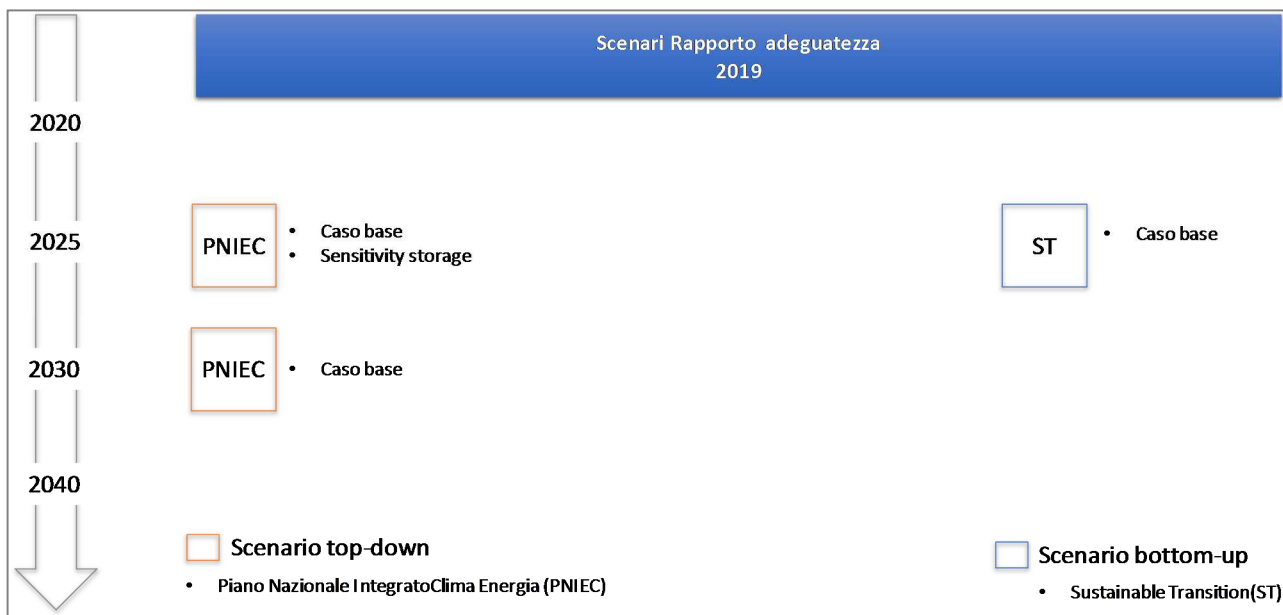


Figura 25 – Overview analisi effettuate

10.2. SCENARIO: PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA CLIMA 2025

fine di individuare la capacità termoelettrica necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema.



**Caratteristiche principali dello scenario Piano Nazionale Integrato Energia**

- Scenario sviluppato interamente in ambito nazionale
- Raggiungimento target energetici europei
- Forte impatto delle misure di efficientamento della domanda elettrica
- Crescita nell'utilizzo di veicoli elettrici e di pompe di calore
- **Completo decommissioning impianti a carbone**
- Nuovi capacità di accumulo idrico ed elettrochimico



**Totale consumi  
325 TWh**



**Eolico  
16 GW**



**Fotovoltaico  
27 GW**



**Generazione  
termica  
54 GW**



**Idrico  
26 GW  
(di cui 3 GW  
accumuli  
aggiuntivi)**



**Interventi di rete  
previsti come da  
par. 5.3.3**

Box 12-Scenario PNIEC 2025, sintesi principali caratteristiche

Lo scenario PNIEC è costruito sulla base delle indicazioni contenute nel Piano Nazionale Energia, opportunamente declinate per le analisi in oggetto.

Il modello del sistema elettrico risultante è stato inserito all'interno del processo (descritto in 9.2.6) al

Nel caso dello scenario PNIEC 2025 tale processo ha identificato in circa 54 GW tale capacità (Figura 26).

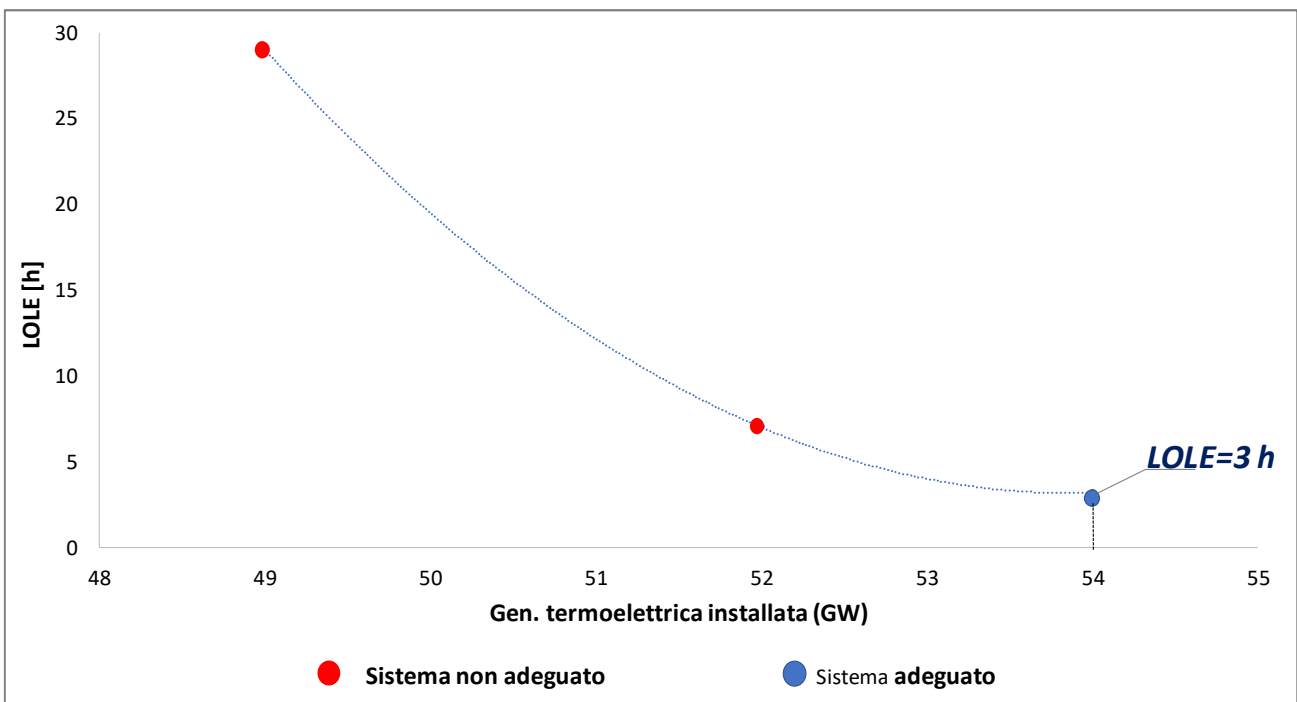


Figura 26 – PNIEC 2025, LOLE sistema nazionale in funzione della generazione termoelettrica installata

Tale grafico, realizzato tramite le iterazioni descritte in 9.2.6, mostra con chiarezza come il LOLE del sistema elettrico italiano cresca rapidamente al di sopra della soglia di accettabilità (3 ore) negli scenari in cui la generazione termoelettrica installata è inferiore al valore di 54 GW.

Alla luce di tale evidenza è possibile ipotizzare il fabbisogno di nuova capacità a gas del sistema in funzione anche delle dismissioni attese di capacità esistente: gli esiti di tale analisi sono rappresentati in Figura 27. Anche assumendo che la riduzione di capacità di generazione termoelettrica al 2025 sia solo

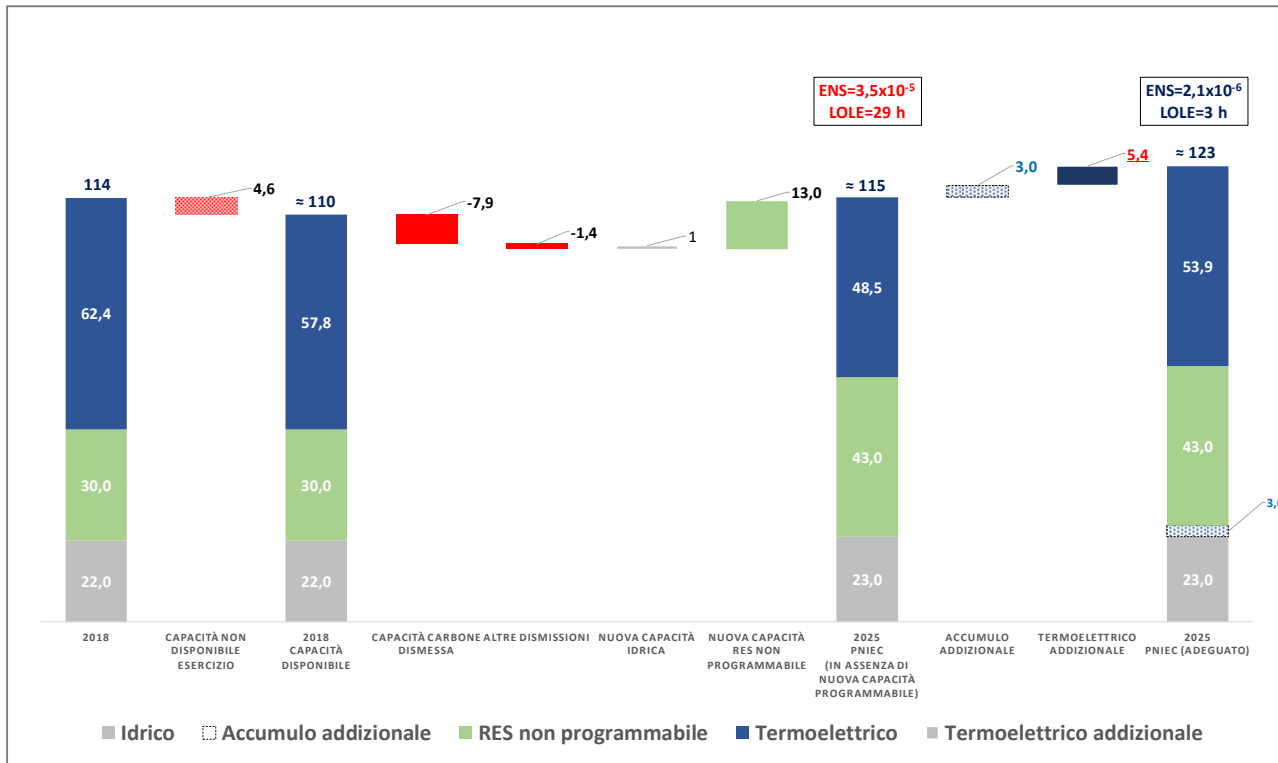


Figura 27 – Scenario PNIEC 2025, risultati analisi [GW]

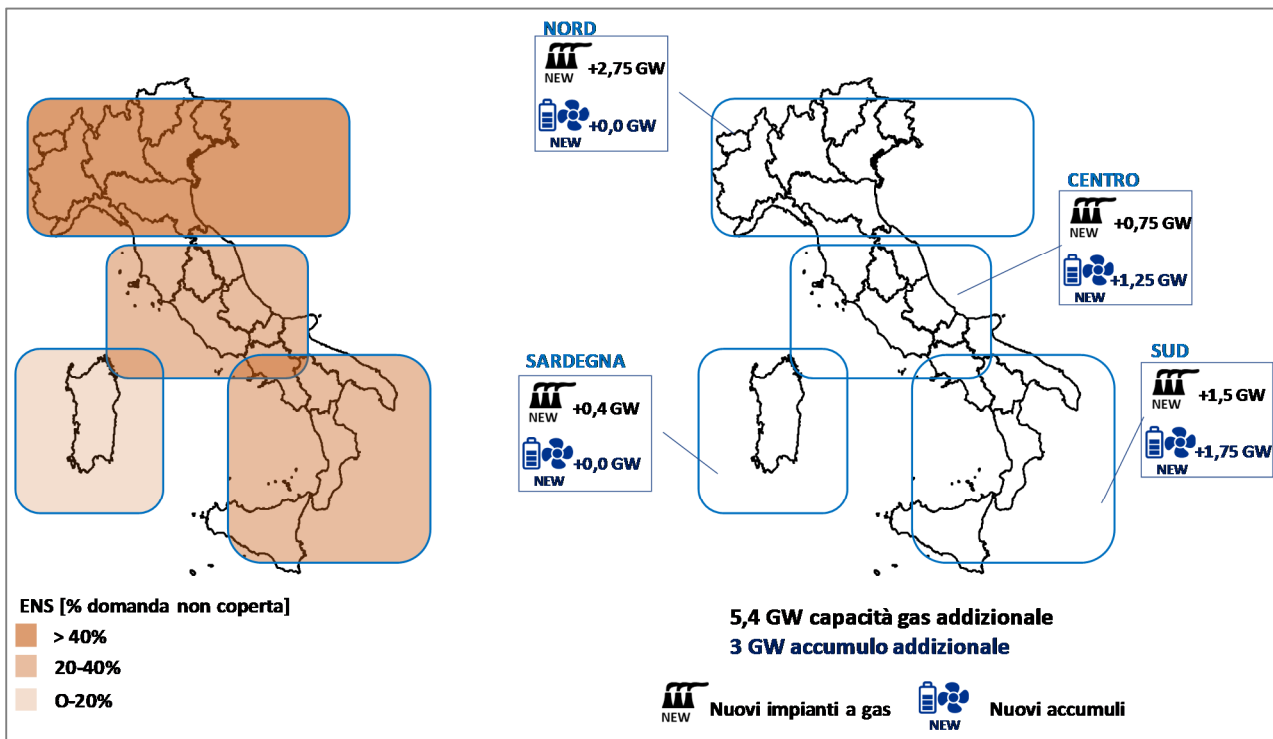


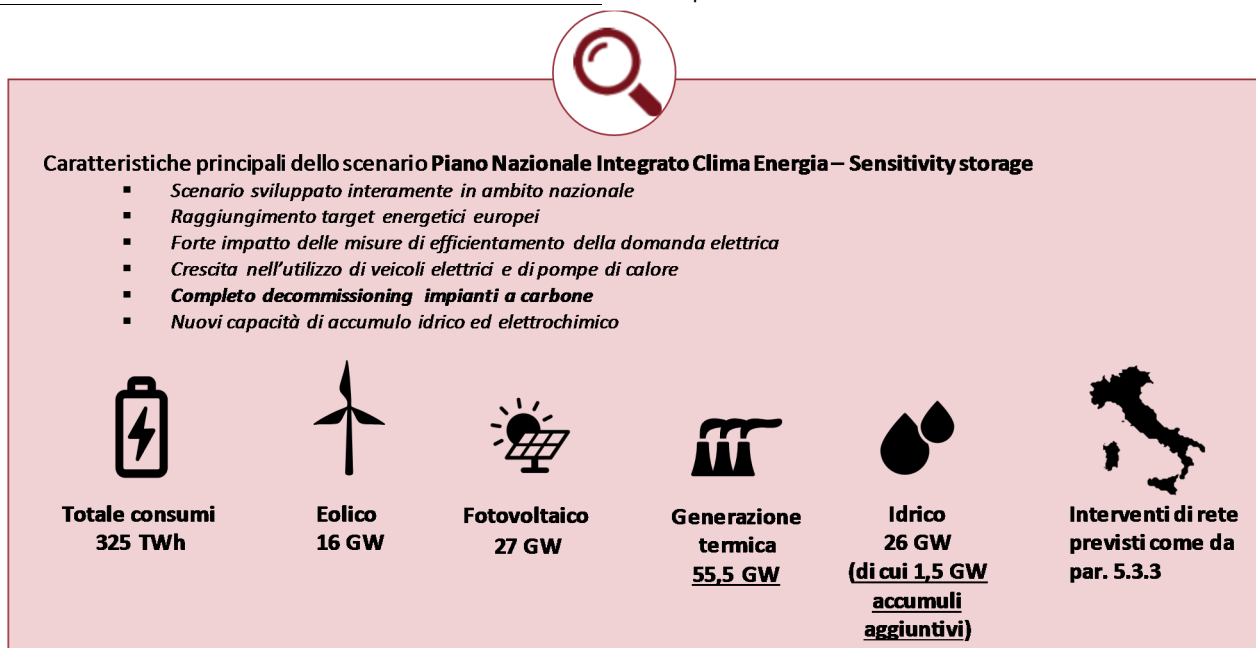
Figura 28 -PNIEC 2025, localizzazione nuova capacità gas e accumuli

ed esclusivamente imputabile al phase-out completo del carbone e alla dismissione di impianti per motivi tecnici/autorizzativi (quindi **circa 9,3 GW complessivi di cui ben 7,9 GW imputabili al phase-out del carbone**), non considerando quindi ulteriori dismissioni per motivi di opportunità economica, si rende necessario **lo sviluppo di 5,4 GW di nuova capacità di generazione a gas**. La dislocazione ottimale di tale nuova capacità è infine illustrata in **Figura 28**, la quale illustra che il fabbisogno di nuova capacità a gas è concentrato principalmente nella zona Nord e in misura minore nel Centro, nel Sud e in Sardegna mentre il fabbisogno di nuova capacità di accumulo è concentrato nel Centro e nel Sud del paese (dove maggiore è la presenza delle risorse rinnovabili).



### 10.3. SCENARIO: PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA CLIMA 2025 – SENSITIVITY STORAGE

Come già illustrato tali sistemi consentono, allo stesso tempo, di sfruttare ai fini della copertura del carico (nei momenti di scarsità della generazione) quanto precedentemente accumulato (nei momenti di



Box 13 - Scenario PNIEC 2025 - sensitivity storage, sintesi principali caratteristiche

Una delle principali categorie di intervento individuata nell'ambito della transizione energetica verso un sistema completamente decarbonizzato è lo sviluppo di **ulteriore capacità di accumulo**, in parte idrico e in parte elettrochimico, con lo **scopo principale di ridurre la possibile overgeneration legata alla produzione da fonte rinnovabile non programmabile**.

sovrapproduzione) fornendo quindi un contributo alla **adeguatezza del sistema nel suo complesso**.

Lo sviluppo dei sistemi di accumulo, tuttavia, potrebbe richiedere dei tempi non compatibili con il decommissioning del carbone. A fronte di questa possibilità, per lo scenario PNIEC 2025, in aggiunta a quanto descritto in 10.2, sono stati valutati gli impatti,

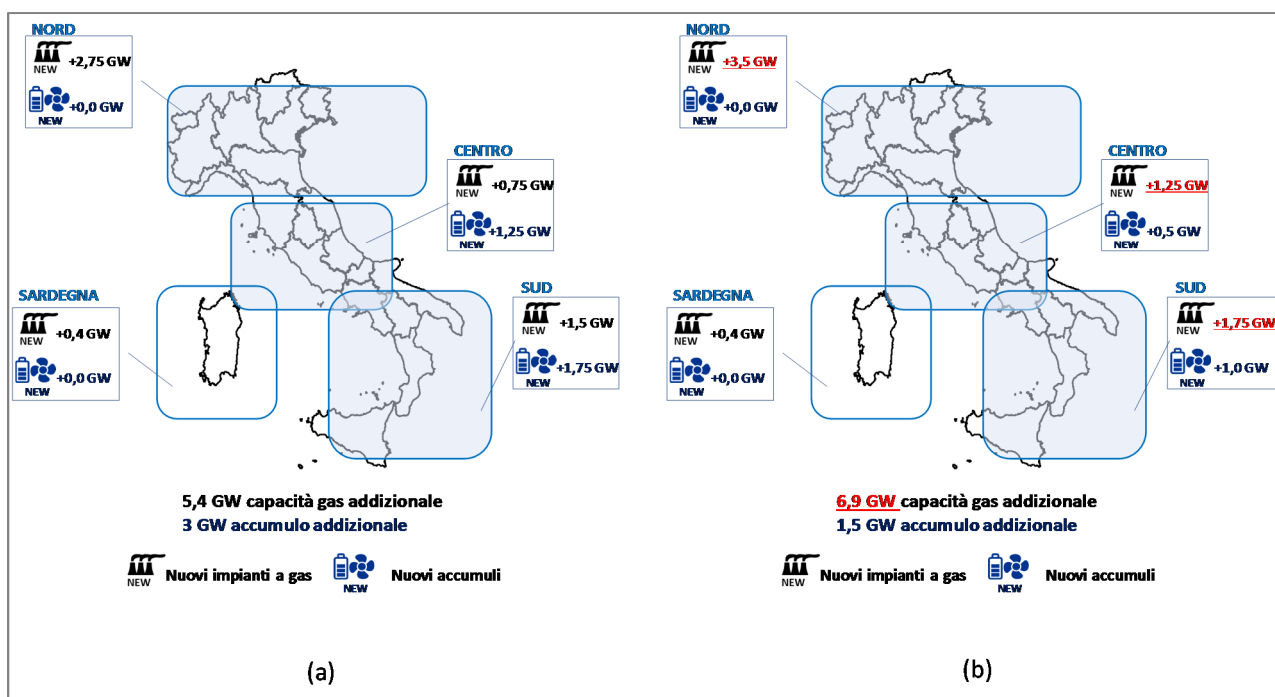


Figura 29 – PNIEC 2025, localizzazione nuova capacità gas e accumulo, (a) caso base, (b) sensitivity storage


in termini di adeguatezza, di **un ridotto sviluppo dei sistemi di accumulo, in particolare di circa il 50% in meno rispetto a quanto ipotizzato nel caso base (+1,5 GW invece di +3 GW).**

In esito alle analisi effettuate emerge che tale riduzione comporta, al fine di garantire indici di adeguatezza al di sotto dei limiti accettabili, un\_necessario aumento della capacità a gas aggiuntiva per circa 1,5 GW. In **Figura 29** è illustrata la localizzazione ottimale di tale capacità aggiuntiva.

**In sintesi, la mancata realizzazione di parte della capacità di accumulo prevista, oltre ad avere impatti rilevanti (qui non analizzati in dettaglio) sulla minimizzazione della overgeneration da fonti rinnovabili, richiederebbe un ulteriore sviluppo della capacità di generazione a gas al fine di garantire l'adeguatezza del sistema.**







10.4. SCENARIO: SUSTAINABLE TRANSITION  
2025

necessaria ai fini dell'adeguatezza del sistema di circa 56 GW (Figura 30).



**Caratteristiche principali dello scenario Sustainable Transition**

- *Approccio bottom-up in collaborazione con i TSO nazionali*
- *ETS, politiche e incentivi nazionali incoraggiano azioni collettive nel rispetto dei target energetici europei*
- *Domanda di energia elettrica e gas stabile o in lieve aumento*
- *Crescita moderata nell'utilizzo di veicoli elettrici e di pompe di calore*
- *Diminuzione impianti a carbone bilanciata da aumento FER e impianti a gas*

					
<b>Totale consumi 341 TWh</b>	<b>Eolico 14 GW</b>	<b>Fotovoltaico 23 GW</b>	<b>Generazione termica 56 GW</b>	<b>Idrico 23 GW</b>	<b>Interventi di rete previsti come da par. 5.3.3</b>

Box 14 - Scenario ST 2025, sintesi principali caratteristiche

Lo scenario 2025 ST, così come anticipato, rappresenta una ipotesi di futuro differente rispetto al PNIEC, con uno sviluppo inferiore della fonte rinnovabile, un processo di decommissioning della generazione a carbone molto più lento e una domanda elettrica significativamente superiore.

Rispetto allo scenario PNIEC, quindi, sarebbero necessari circa +2 GW di capacità per effetto combinato del minor sviluppo delle rinnovabili e del maggior fabbisogno elettrico.

Applicando a tale scenario il processo iterativo descritto in 9.2.6 emerge una capacità termoelettrica

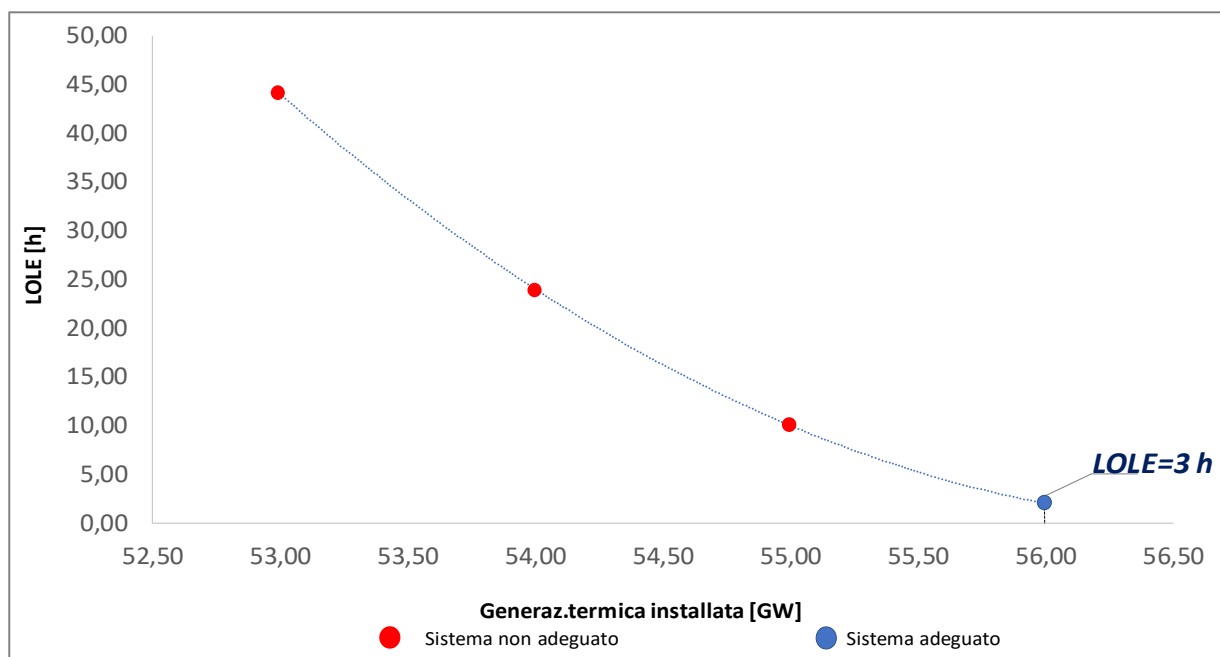
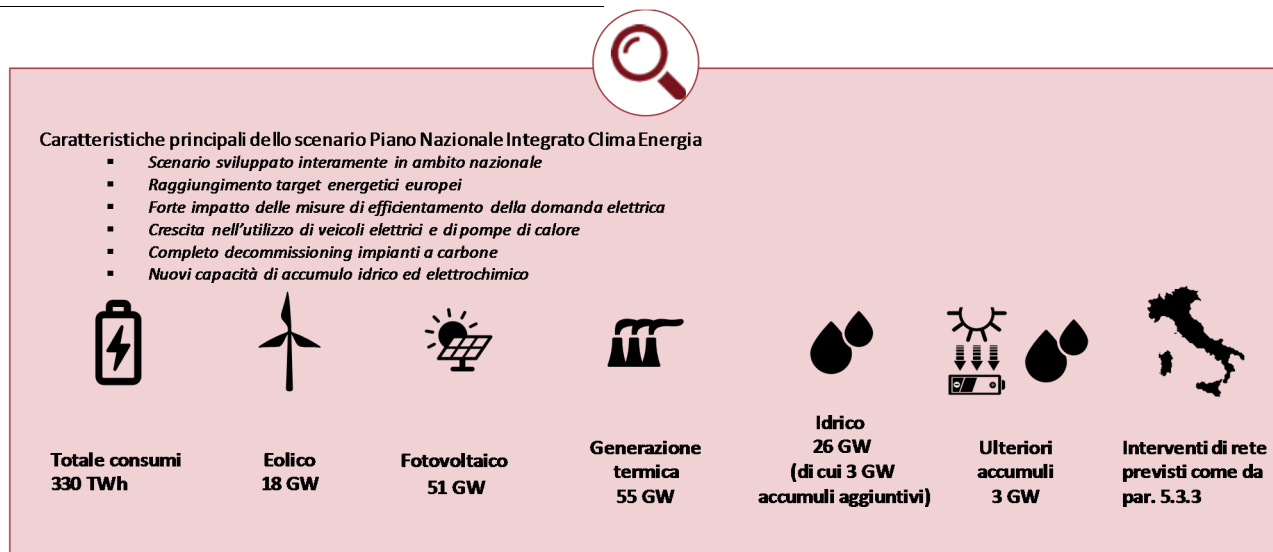


Figura 30 – ST 2025, LOLE sistema nazionale in funzione della generazione termoelettrica installata

## 10.5. SCENARIO PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA CLIMA 2030

Rispetto allo scenario PNIEC 2025 si manifesta quindi l'esigenza di ulteriori + 1 GW di capacità termica a gas



Box 15 - Scenario PNIEC 2030, sintesi principali caratteristiche

Lo scenario PNIEC 2030, come già descritto, è caratterizzato da:

- una ulteriore crescita della generazione rinnovabile non programmabile fino a circa 69 GW complessivi
- ulteriori +3 GW di capacità di accumulo rispetto al 2025 (per un totale quindi di + 6 GW complessivi)
- una domanda complessiva pari a 330 TWh.

**In questo scenario la capacità termoelettrica necessaria per garantire un sistema adeguato risulta pari a circa 55 GW (Figura 31).**

(Figura 32) essenzialmente imputabile all'evoluzione attesa della domanda, che impatta non tanto in termini di valore complessivo quanto in termini di profili orari attesi connessi alla progressiva penetrazione del vettore elettrico negli usi finali (e.g. pompe di calore e mobilità elettrica).

La localizzazione ottimale della nuova capacità rispecchia integralmente quanto già evidenziato al 2025, con un aumento della nuova capacità nell'area Sud (Figura 33) sia per quanto riguarda la generazione a gas sia per quanto riguarda gli accumuli.

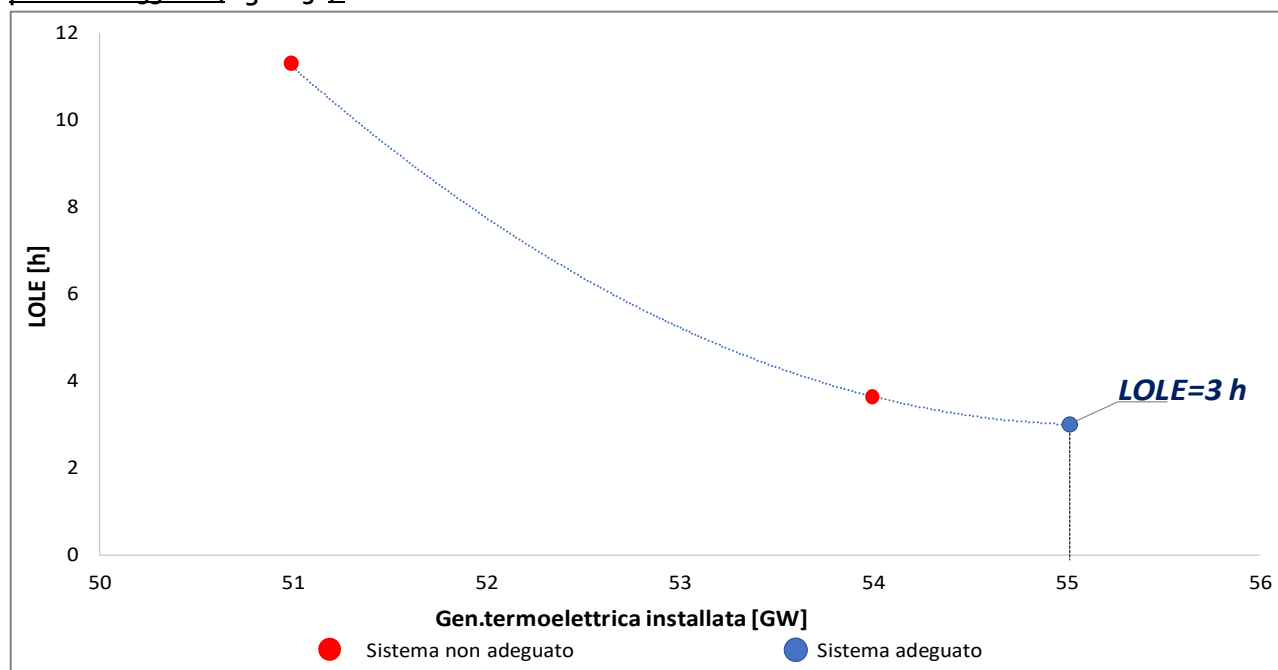


Figura 31 – PNIEC 2030, LOLE sistema nazionale in funzione della generazione termoelettrica installata

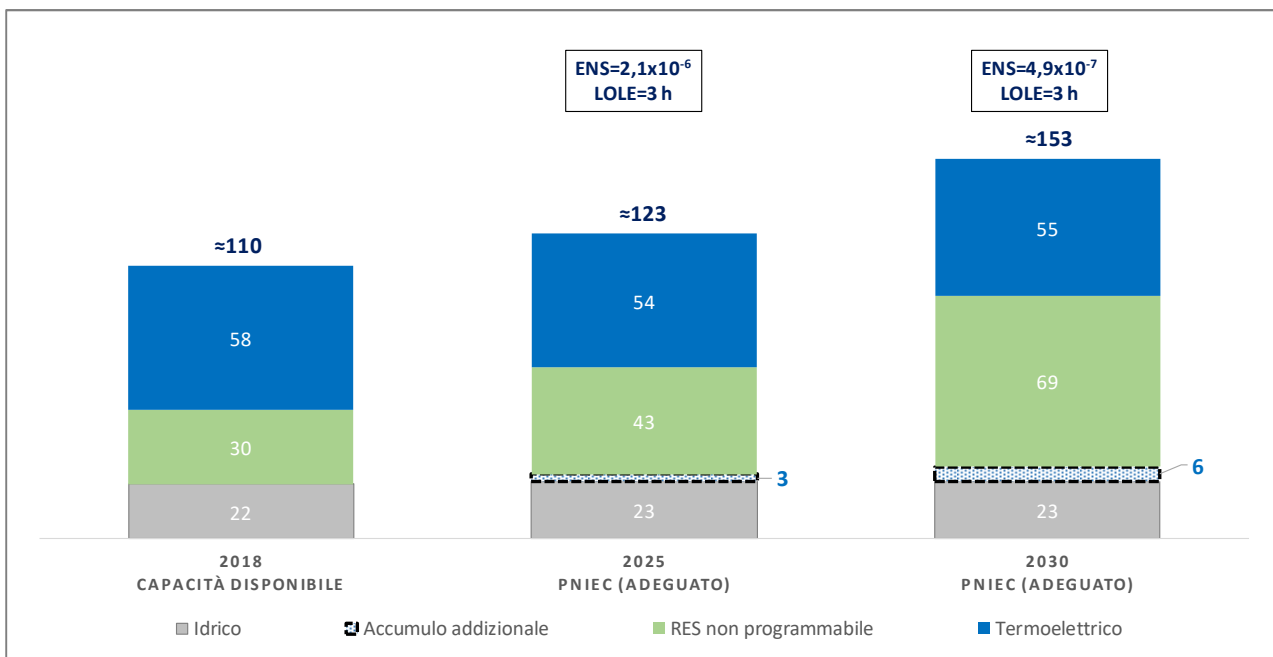


Figura 32 – Scenario PNIEC 2030, risultati analisi [GW]

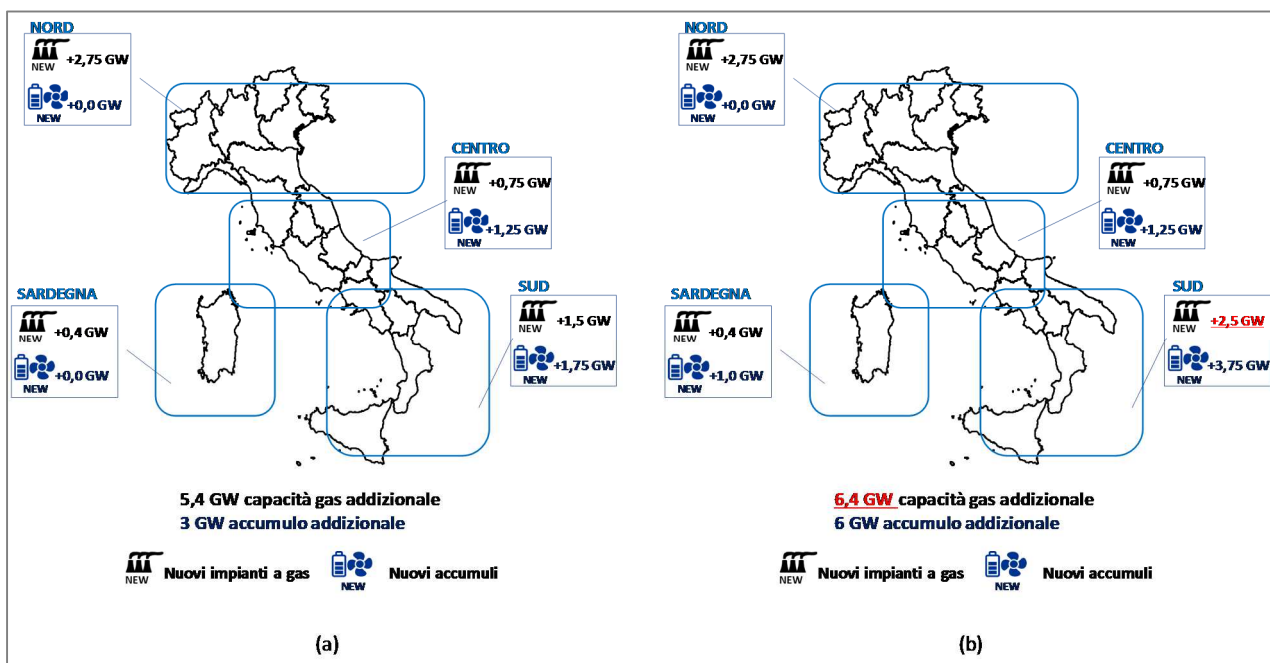


Figura 33 - Localizzazione nuova capacità gas e accumulo, (a) PNIEC 2025, (b) PNIEC 2030

## 11. CONCLUSIONI

### 11.1. PRINCIPALI EVIDENZE

Le analisi di adeguatezza svolte nel presente documento si sono focalizzate su **orizzonti temporali di medio (2025) e lungo termine (2030)** e hanno preso in esame due scenari contrastanti e sviluppati in due contesti ben differenti: il primo, il **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, sviluppato recentemente in ambito nazionale recependo gli obiettivi del Clean Energy Package e il secondo, **Sustainable Transition (ST)**, sviluppato ormai oltre due anni fa attraverso un approccio di tipo bottom-up nell'ambito del lavoro svolto da ENTSO-E.

Partendo quindi da scenari diversi sia come livello di domanda che come sviluppo di capacità rinnovabile la valutazione effettuata attraverso l'applicazione di una metodologia probabilistica ha evidenziato e confermato, in entrambi gli scenari, che il sistema elettrico italiano necessiterà di una **capacità di generazione termoelettrica non inferiore ai 54-55 GW per rispettare il criterio di adeguatezza di un massimo di 3 ore di LOLE.**

### 11.2. LO SCENARIO PNIEC

**Lo scenario PNIEC 2025** illustrato nel presente documento ipotizza una **riduzione della capacità di generazione termoelettrica rispetto al 2018 pari a circa 9,3 GW**, imputabile al phase-out completo del carbone (7,9 GW) e ad ulteriori dismissioni per motivi tecnici ed autorizzativi. Tale ipotesi può essere considerata "ottimistica" in quanto non considera la possibilità di ulteriori dismissioni per motivi economici. A fronte di tale scenario le analisi effettuate hanno mostrato che si rende **necessaria la realizzazione di +3 GW di accumuli addizionali e di +5,4 GW di generazione addizionale a gas** per garantire l'adeguatezza del sistema. I nuovi impianti a gas dovranno essere dislocati **principalmente nella zona Nord** (poco più del 60% del totale) e in **misura minore nel Centro, nel Sud e in Sardegna**, mentre il fabbisogno di nuova capacità di accumulo è concentrato nel Centro e nel Sud. **Per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico la capacità termica dovrà essere pari ad almeno 54 GW.**

In assenza di sviluppo della nuova capacità prevista **le ore LOLE sarebbero pari a circa 30**, valore 10 volte superiore agli standard di adeguatezza adottati a livello europeo e recentemente indicati come valore obiettivo dal Ministero dello Sviluppo Economico (art.

2 comma 2 decreto 28/6/2019). In tale scenario, l'energia non fornita ai consumatori ammonterebbe a circa 11 GWh. **In termini pratici, a fronte di un distacco di carico di questo ordine di grandezza, il PESSE (Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico) si trasformerebbe da una misura di emergenza ad uno strumento ordinario di gestione del sistema elettrico con forti disagi per i cittadini e per le imprese.**

**Per quanto riguarda lo scenario PNIEC 2030**, anche a fronte del forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili (+39 GW vs 2018 e +26 GW vs 2025), per garantire l'adeguatezza del sistema **sarà necessaria una capacità termica installata pari a circa 55 GW**, ovvero + 1GW rispetto alla capacità obiettivo per il 2025; **tale capacità si rende necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema in quelle condizioni in cui si verificano contemporaneamente valori elevati di domanda** (trainati dalla progressiva penetrazione del vettore elettrico negli usi finali) **e scarsa producibilità delle fonti rinnovabili non programmabili per indisponibilità della fonte primaria** (sole, vento).

Da quanto sopra esposto emerge chiaramente che il ruolo della capacità di generazione termica è destinato ad evolvere drasticamente, come del resto già oggi sta accadendo: da fonte di energia destinata a coprire la domanda (MWh) a risorsa di potenza destinata a fornire i servizi necessari a garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico (MW).

### 11.3. LO SCENARIO ST

**Lo scenario ST 2025**, se confrontato con lo scenario PNIEC 2025, presenta una maggiore crescita della domanda elettrica a fronte di un minore sviluppo della fonte rinnovabile non programmabile. Per **garantire l'adeguatezza del sistema elettrico la capacità termica dovrà essere pari ad almeno 56 GW**, quindi **+2 GW rispetto a quanto calcolato per il PNIEC 2025.**

Tale risultato è facilmente spiegabile considerando che lo scenario ST, rispetto al PNIEC, presenta una domanda più alta e un minor contributo all'adeguatezza da parte di nuova capacità rinnovabile e accumuli.

#### 11.4. PROSPETTIVE

E' importante sottolineare che le modalità di esercizio e le caratteristiche funzionali della capacità di generazione termica sono destinate ad evolvere in modo significativo:

- dovranno essere rispettati **requisiti ambientali sempre più stringenti**: il decommissioning totale del carbone dovrà essere accompagnato da una almeno parziale riconversione a gas degli impianti attuali (con particolare attenzione alla zona Nord)
- dovranno essere garantite **modalità di funzionamento sempre più flessibili** e rapidamente adattabili alla variabilità del carico residuo che tali impianti saranno chiamati a soddisfare (caso tipico degli impianti "peakers"<sup>20</sup> realizzati e gestiti per garantire risposte rapide e adattabili alle richieste del sistema); tutte le simulazioni effettuate sono concordi nell'individuare come momento particolarmente critico per il sistema elettrico il forte gradiente positivo del carico residuo nelle ore serali in corrispondenza del tramonto del sole
- **sempre minori saranno le ore di funzionamento medie attese del parco di generazione a gas**: a titolo di esempio si ricorda che lo scenario PNIEC al 2030 prevede circa 123 TWh di generazione termoelettrica tradizionale a fronte di una capacità di circa 55 GW, quindi con circa **2.200 ore medie di funzionamento annuo del parco**.

Gli obiettivi 2030 pongono importanti sfide al sistema elettrico su tutte le sue dimensioni: oltre all'adeguatezza, anche la sicurezza, la qualità della fornitura, la resilienza e la sostenibilità complessiva del sistema sono messe a dura prova.

**In questo contesto una piena integrazione delle fonti energetiche rinnovabili richiede, necessariamente e in parallelo, la realizzazione di un set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro.** Senza tale strategia, gli impatti sulle dimensioni chiave del Sistema Elettrico sono destinati ad aumentare negli scenari futuri, con crescenti rischi per la sicurezza e la qualità della fornitura. Le principali categorie di intervento individuate da Terna, in qualità di Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, sono:

- **investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sulle Interconnessioni con l'estero,**

mirati a rafforzare la magliatura della rete, ridurre le congestioni e rimuovere i vincoli;

- **corretti segnali di prezzo di lungo periodo** allo scopo di promuovere la realizzazione e/o conversione di impianti di nuova generazione, sia termoelettrici (impianti a gas flessibili e efficienti in sostituzione della capacità termica più obsoleta e inquinante) attraverso meccanismi come il **mercato della capacità**, sia rinnovabili attraverso strumenti come le aste FER o *Power Purchase Agreements* (PPA);
- sviluppo di ulteriore **capacità di accumulo** opportunamente localizzata, che contribuirà a garantire la minimizzazione della *overgeneration* (vale a dire della produzione 'tagliata' in quanto non consegnabile) nelle ore di massima generazione solare, fornendo altresì servizi pregiati in virtù dell'elevata flessibilità di questi impianti e contribuendo all'adeguatezza del Sistema;
- **evoluzione dei mercati** per favorirne l'integrazione a livello europeo e per garantire il giusto equilibrio tra la spinta alla partecipazione delle nuove risorse (domanda, Generazione Distribuita (GD), storage) e una gestione centralizzata del Sistema Elettrico, necessaria per continuare ad assicurarne la sicurezza e l'efficienza;
- **investimenti per la digitalizzazione** in un Sistema Elettrico sempre più complesso, sia per la gestione delle reti sia per osservare e controllare in tempo reale le risorse distribuite.

<sup>20</sup> Tipicamente impianti termoelettrici alimentati a gas con turbine a ciclo aperto







[www.terna.it](http://www.terna.it)

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70  
Tel +39 06 83138111

