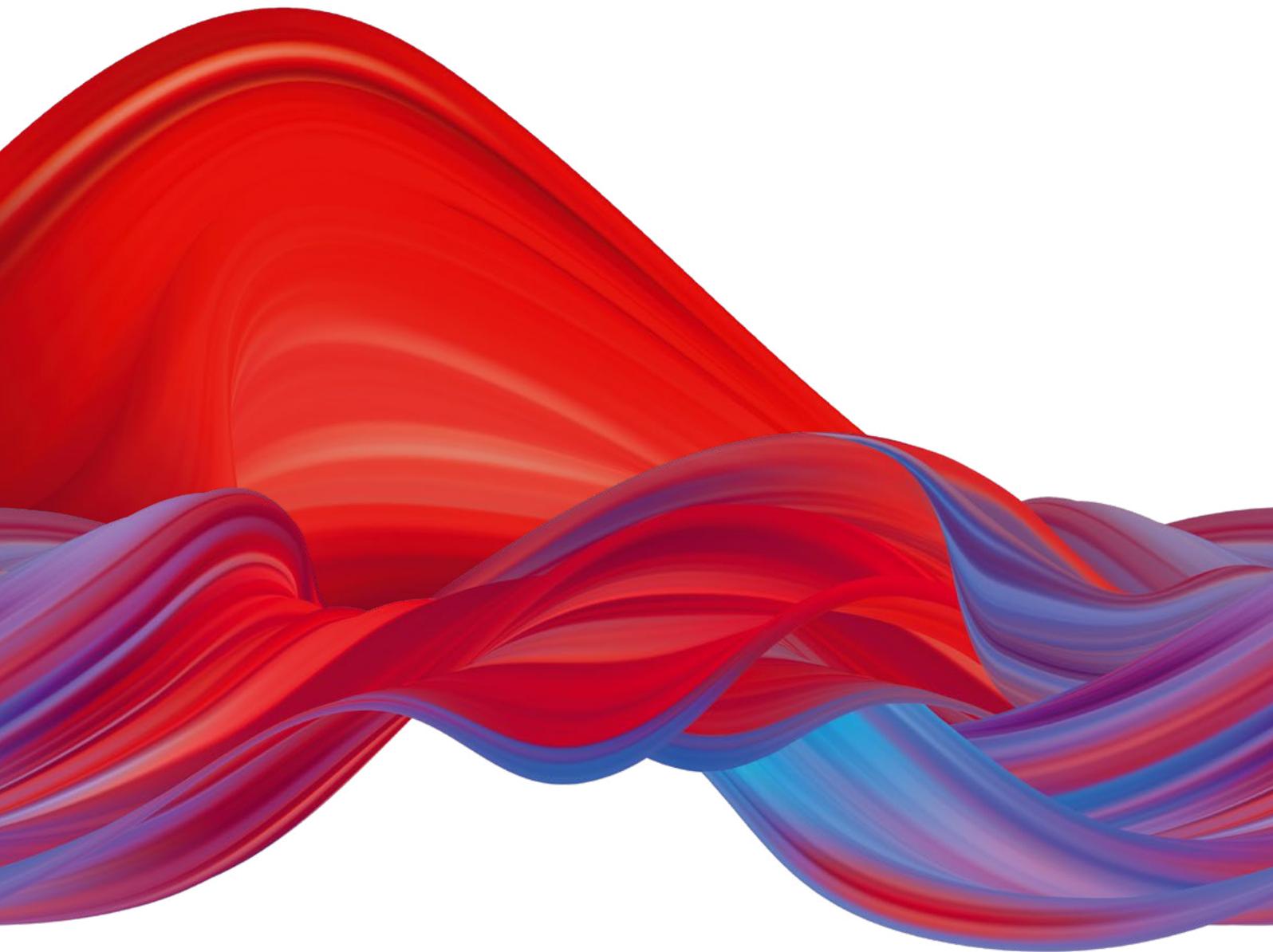
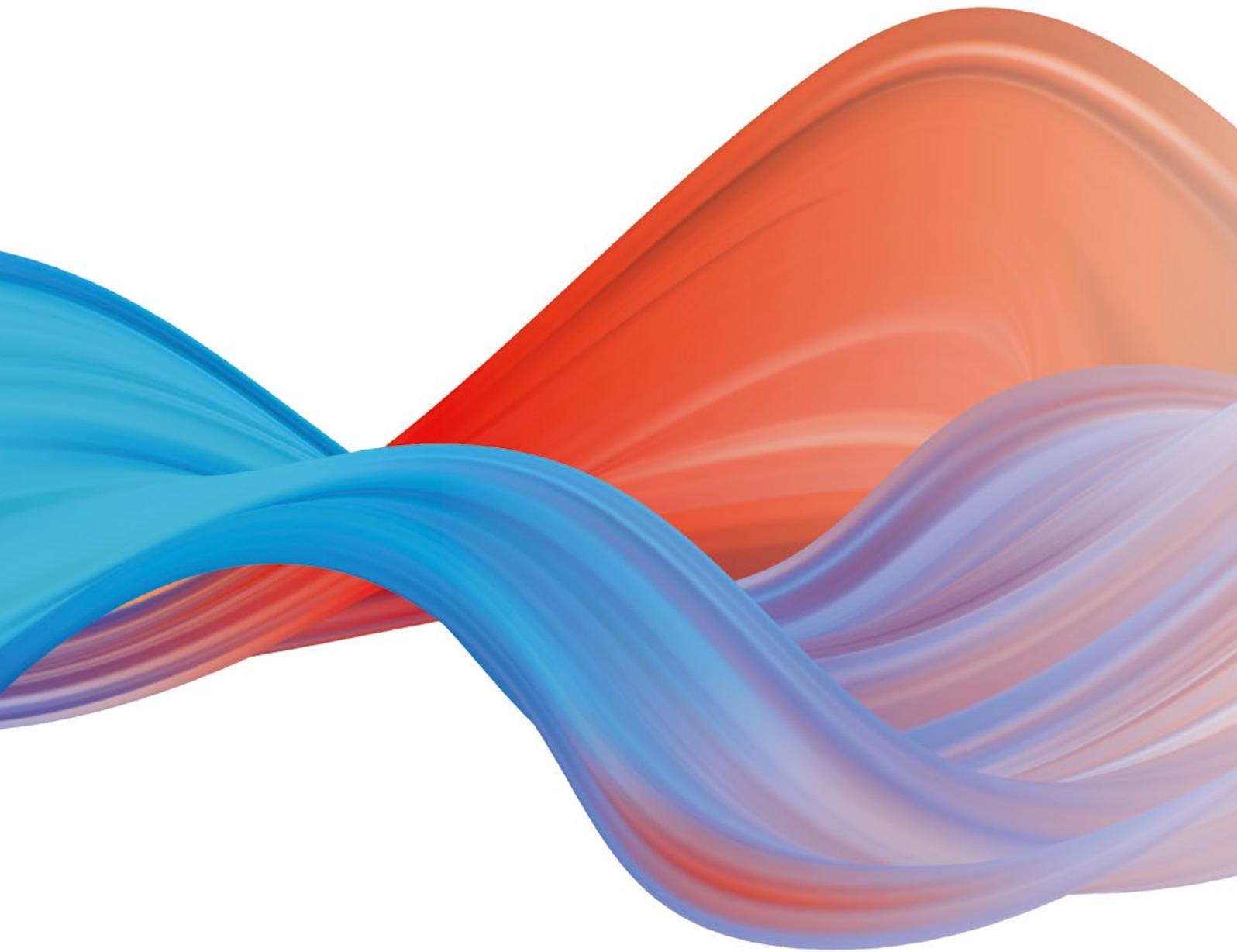


2023

RAPPORTO
ADEGUATEZZA
ITALIA



Driving Energy



“ Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

Abbiamo la responsabilità di garantire che l'energia elettrica arrivi in ogni istante a case e imprese in Italia.

Assicuriamo a tutti parità di accesso all'elettricità e lavoriamo per consegnare energia pulita alle generazioni future. ”

PURPOSE

“ Terna regista della transizione energetica

Ci impegniamo per creare un futuro alimentato da energia pulita, favorendo nuovi modi di consumare e di produrre basati sempre più sulle fonti rinnovabili.

Grazie alla nostra visione d'insieme del sistema elettrico, guidiamo la transizione energetica e il percorso del Paese verso l'azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050, in linea con gli obiettivi climatici europei. ”

VISION

“ Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

Assicuriamo la sicurezza energetica attraverso l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità 24 ore su 24, lavorando per mantenere il sistema affidabile, efficiente e accessibile a tutti.

Investiamo e innoviamo ogni giorno per sviluppare la rete elettrica, collegando sempre meglio le diverse aree del Paese e rafforzando le interconnessioni con l'estero, con un approccio sostenibile e attento alle esigenze dei territori e delle persone con cui lavoriamo. ”

MISSION

Executive Summary

INTRODUZIONE

Il sistema elettrico italiano sta attraversando una fase di continui e profondi cambiamenti. La necessità di integrare volumi crescenti di produzione rinnovabile non solo è fondamentale per raggiungere gli obiettivi climatici di decarbonizzazione, ma rappresenta anche una straordinaria opportunità di rendersi maggiormente indipendenti dai combustibili fossili che espongono il Paese a rischi di approvvigionamento di natura geopolitica o collegati a tensioni sui mercati internazionali.

Entrambe le necessità hanno portato i decisori politici (nazionali ed europei) a sviluppare una serie di pacchetti legislativi come il Fit-for-55 (che si pone l'obiettivo di arrivare alla "carbon neutrality" entro il 2050) e il RepowerEU (che si pone l'obiettivo di raggiungere l'indipendenza dai combustibili fossili russi) che definiscono gli obiettivi e i principi su cui impostare la transizione del sistema energetico e, più in dettaglio, di quello elettrico.

Le indicazioni contenute nei principali pacchetti legislativi europei sono state tradotte in una serie di azioni e/o indicazioni all'interno del nuovo Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) di cui il MASE ha pubblicato una bozza di aggiornamento il 19 luglio 2023 (a valle della prima versione del 2019).

La bozza del PNIEC 2023 conferma gli obiettivi di decarbonizzazione del sistema elettrico e le relative azioni necessarie identificate da Terna nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022 e nel Piano di Sviluppo 2023: per integrare volumi crescenti di generazione da fonte rinnovabile non programmabile (FRNP) in sostituzione della generazione da fonti fossili, sarà necessario uno sviluppo della capacità di accumulo e delle opere di rete, gestite in maniera sempre più digitale ed intelligente.

La progressiva sostituzione della generazione termoelettrica programmabile a gas con FRNP implica la necessità di affrontare e superare importanti sfide nella gestione del sistema elettrico, quali:

- **garantire l'adeguatezza del sistema**, considerando l'aleatorietà delle FRNP e quantificando opportunamente il contributo di accumuli ed import;
- **gestire la progressiva riduzione della potenza regolante e dell'inerzia**, a seguito della sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- **mitigare l'aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo delle FER, per sua natura non omogeneo** rispetto ai centri di consumo;
- **gestire le problematiche di regolazione di tensione** (sovratensioni e buchi di tensione) e di **instabilità di frequenza** (oscillazioni e separazioni di rete non controllate).

A queste sfide si è aggiunta recentemente, come già anticipato, anche la necessità di far fronte a una sempre maggiore instabilità degli approvvigionamenti energetici come conseguenza diretta del contesto geopolitico. Tale instabilità, che interessa tutta l'area europea, si traduce per l'Italia nella **necessità di una valutazione sempre più attenta e mirata sia dell'utilizzo della fonte gas ai fini della copertura della domanda di energia sia dell'effettivo contributo atteso dell'import** di elettricità dai Paesi limitrofi, soggetti anch'essi alle medesime criticità.

Il RAI 2022 ha evidenziato nel medio termine rischi di adeguatezza corrispondenti al contemporaneo verificarsi di alte temperature e bassa idraulicità, situazione che di fatto si è già verificata nel corso dell'estate 2022, determinando l'erosione del margine di adeguatezza per le aree Nord e Centro Nord.

In particolare, nel corso dell'estate 2022, le elevate temperature e la siccità hanno determinato: i) un tasso di indisponibilità degli impianti termoelettrici superiore rispetto a quello registrato negli ultimi anni per limitazioni relative alla scarsa disponibilità di acqua per raffreddamento e alle limitazioni relative alle alte temperature allo scarico (ATS) per gli impianti che si trovano rispettivamente in prossimità di fiumi e mari e ii) una significativa riduzione della produzione idroelettrica rispetto all'anno 2021.

Inoltre, nei primi mesi del 2023, gli apporti idraulici risultavano in linea con i valori registrati nel corso del 2022 e, conseguentemente, molto al di sotto dei precedenti minimi storici. Pertanto, onde evitare il verificarsi delle medesime condizioni occorse nell'estate del 2022, il decreto-legge 39/2023 ha autorizzato, limitatamente al periodo dal 20 giugno al 15 settembre 2023, l'esercizio delle centrali termoelettriche in deroga rispetto alle limitazioni relative alle temperature allo scarico.

Infine, tramite un atto di indirizzo, il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha chiesto a Terna di modificare la disciplina del mercato della capacità in modo tale da promuovere l'adeguamento degli impianti termoelettrici dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua. Ciò avverrà attraverso interventi che riducano la dipendenza della produzione di tali impianti dalla disponibilità e dalle temperature dell'acqua nei periodi più critici dell'anno dal punto di vista dell'adeguatezza del sistema.

Si evidenzia infine che i risultati delle analisi di adeguatezza del RAI 2023, riportati nei successivi capitoli, sono in linea con quelli del RAI 2022.



Obiettivi del Rapporto Adeguatezza Italia

In questo contesto di forte cambiamento ed incertezza si inserisce il presente **Rapporto Adeguatezza Italia (RAI)** con l'obiettivo di verificare le condizioni di adeguatezza del sistema nel medio-lungo termine.

L'elemento su cui si concentra il documento è proprio la capacità del sistema elettrico italiano, nei prossimi dieci anni, di assicurare che le risorse disponibili, intese come gli impianti di generazione dell'energia elettrica, le importazioni e gli accumuli, siano sufficienti a soddisfare la domanda di energia elettrica oraria richiesta in ogni zona di mercato elettrico del Paese.

L'adeguatezza di un sistema elettrico si misura comunemente attraverso due indicatori:

**EXPECTED
ENERGY NOT
SUPPLIED**
(EENS, MWh)

inteso come la quota parte attesa di domanda non coperta, in un dato periodo, per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione;

**LOSS OF LOAD
EXPECTATION**
(LOLE, h)

inteso come numero atteso di ore in cui il valore di EENS è differente da zero.

Con il Decreto Ministeriale del 28/10/2021 è stato definito in **3 h/anno** il valore massimo di LOLE (Reliability Standard del sistema). Tale definizione è basata sullo studio¹ effettuato da Terna su richiesta di ARERA (Delibera 507/2020/R/eel) e seguendo la metodologia ACER (Decisione 23/2020).

Lo scopo delle analisi descritte nel presente rapporto è duplice:

- valutare, negli scenari considerati, la capacità del sistema di rispettare il Reliability Standard (RS);
- indicare le condizioni minime necessarie affinché questo possa avvenire.

Tali obiettivi sono perseguiti unitamente all'analisi di sostenibilità economica degli impianti (di seguito EVA - Economic Viability Assessment - introdotta per la prima volta nel documento RAI 2022) coerentemente con quanto indicato da ACER nella decisione 24/2020. Con tale analisi si effettua una stima dei margini di profitto attesi dal parco di generazione, si assume che gli impianti economicamente non sostenibili vengano progressivamente dismessi e si verifica quindi se la quota parte rimanente (impianti termoelettrici economicamente sostenibili) sia sufficiente a garantire lo standard di adeguatezza del sistema. In caso di esito negativo sarà necessario dotarsi di appositi strumenti di mercato in grado di garantire il mantenimento in efficienza degli impianti di generazione necessari.

¹ <https://www.arera.it/allegati/docs/21/370-21studio.pdf>



Per eseguire le analisi, il sistema è stato simulato in due stati differenti: uno di medio termine (2028) e uno di lungo termine (2033), entrambi coerenti con il Documento di Descrizione degli Scenari 2022 (DDS 2022)², a sua volta coerente con il FF55 e con il Piano di Sviluppo (PdS) della Rete di Trasmissione Nazionale 2023.

² Redatto in ottemperanza al Parere 574/2020/R/eel e alla Delibera 539/2020/R/gas.

Principali evidenze delle analisi ed esigenze del sistema elettrico

Nel medio termine (2028), considerando la contemporanea presenza di:

- 1) la capacità già contrattualizzata** nelle precedenti aste del CM ('22, '23 e '24);
 - 2) le opere di rete previste dal Piano di Sviluppo della RTN** (in particolare il Tyrrhenian link);
- e l'assenza di:

- 3) ulteriori dismissioni di capacità di generazione**, oltre a quelle già previste per gli impianti a carbone;
- 4) drastiche riduzioni dell'import** alla frontiera Nord,

il sistema elettrico italiano risulterà mediamente adeguato e non necessiterà di nuova capacità.

Le analisi effettuate hanno comunque evidenziato il permanere di uno specifico rischio relativo al possibile verificarsi delle seguenti condizioni:

- 1. periodi prolungati di alte temperature** che determinano picchi nel fabbisogno di energia elettrica, causati dalla maggiore richiesta di condizionamento estivo;
- 2. prolungate condizioni di scarsa idraulicità** dovute a mesi siccitosi, con conseguente calo della produzione idroelettrica e della disponibilità della capacità termoelettrica con tecnologia a ciclo chiuso (CCGT o impianti a carbone) situata sui fiumi, in ragione delle conseguenti limitazioni al funzionamento dei sistemi a condensazione ad acqua;
- 3. riduzione della potenza termoelettrica disponibile** in concomitanza dei periodi ad alta temperatura, dovuti a fenomeni di derating termico per vincoli dovuti ai limiti alle temperature dell'acqua del mare in prossimità degli scarichi delle centrali, resi più difficili da rispettare in ragione dell'aumentare delle temperature marine (limiti ATS).

Condizioni climatiche "estreme" (analoghe a quanto accaduto nell'estate 2022) evidenziano rischi per l'adeguatezza del sistema elettrico in funzione dell'effettiva indisponibilità degli impianti. Infatti, nell'estate del 2022 si sono verificate condizioni tali da comportare un'indisponibilità complessiva di impianti termoelettrici in Italia per circa 20 GW, portando il sistema vicino al suo limite di adeguatezza. Nel medio termine, tali rischi permangono e potrebbero comportare situazioni ancora più severe.

Nel medio termine quindi, oltre a monitorare costantemente la realizzazione della capacità già contrattualizzata attraverso le aste del Capacity Market e proseguire nella realizzazione delle opere di rete già pianificate da Terna, **si renderà necessario individuare delle soluzioni per migliorare la disponibilità dell'attuale parco di generazione nei casi di alte temperature e basso livello dei fiumi**, anche considerando il rischio associato alla disponibilità di energia alla frontiera Nord. In attesa dell'implementazione di tali interventi, si valuteranno anche misure complementari di breve termine in grado di mitigare tale specifico rischio.

Nello scenario di lungo termine (2033), grazie al rilevante aumento delle FRNP, dei sistemi di accumulo e di un ulteriore sviluppo della rete di trasmissione, il sistema elettrico italiano potrà rinunciare, oltre alle centrali a carbone già dismesse, anche a una parte del parco di generazione a gas. A riguardo, si ricorda che la restante parte della capacità di generazione termoelettrica, ancora necessaria a garantire l'adeguatezza, potrebbe non essere sostenibile economicamente con i soli mercati spot.

Infatti, secondo le **analisi di sostenibilità economica eseguite sia sul medio che sul lungo termine**, l'importante incremento delle FRNP e accumuli determinerà una sostanziale riduzione delle ore di funzionamento del parco di generazione termoelettrica da fonte fossile, con conseguente contrazione dei margini di guadagno. Secondo le simulazioni effettuate, la capacità complessivamente stimata "in uscita per insostenibilità economica" (ovvero con margini di contribuzione inferiori ai costi fissi) risulta pari a **14,8 GW nel medio termine e ben 19,7 GW nel lungo termine**. Se ciò accadesse, la capacità termica disponibile si ridurrebbe a valori ben inferiori al **minimo necessario per garantire l'adeguatezza nei due orizzonti temporali (circa 39 GW contro i 50,2 GW necessari nel medio termine e circa 33 GW contro i 41 GW necessari nel lungo termine)**.



Le analisi effettuate hanno evidenziato quindi che, **senza forme di contrattualizzazione a termine, ovvero meccanismi tali da garantire il mantenimento in esercizio della capacità minima necessaria, il sistema – qualora si affidasse ai soli segnali di prezzo provenienti dai mercati spot - si porterebbe ad un punto di equilibrio economico** (in termini di capacità termica disponibile) **non compatibile con i requisiti di adeguatezza**. A riguardo, nonostante i prezzi potenzialmente elevati raggiunti sui mercati spot nelle ore di scarsità possano fornire un incentivo ad evitare la dismissione di tali impianti, l'incertezza nella frequenza ed intensità di tali fenomeni sono incompatibili con le giuste aspettative di remunerazione dei soggetti titolari di impianti di generazione. Si conferma, quindi, il ruolo della capacità termica negli scenari di lungo termine, che progressivamente si sposta dalla copertura del carico in energia (MWh) alla disponibilità a coprire i picchi di potenza (MW), in piena coerenza con le evidenze presentate nel precedente rapporto adeguatezza.

I periodi a maggior rischio di inadeguatezza sono strettamente legati ai valori elevati del carico residuo del sistema che tendono a verificarsi in corrispondenza di un alto valore della domanda (tipicamente a fronte di temperature estreme in estate e inverno) e/o di un basso contributo della generazione rinnovabile, soprattutto fotovoltaica (durante le fasce serali/notturne), unitamente all'indisponibilità di potenza termoelettrica causata da condizioni climatiche sfavorevoli (basso livello dei fiumi per il raffreddamento ed ATS).



Indice

1	Introduzione	13
	1.1 Contesto normativo	14
	1.2 I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	14
	1.3 Le principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2023	15
2	Contesto del sistema elettrico italiano	17
	2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica	18
	2.2 Disponibilità dell'import ai fini dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano	20
	2.3 Margini di adeguatezza del sistema elettrico	22
3	Scenario sistema elettrico	25
	3.1 Il documento di descrizione degli scenari	26
	3.2 Fabbisogno elettrico	27
	3.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili	28
	3.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico	29
	3.5 Capacità termoelettrica	30
	3.6 Principali interventi di sviluppo interzonali	34
4	Principali risultati e conclusioni	37
	4.1 Richiamo alla catena modellistica	38
	4.2 L'adeguatezza nel medio termine (2028)	39
	4.2.1 <i>L'adeguatezza nel medio termine: l'impatto dell'insostenibilità economica</i>	40
	4.2.2 <i>L'adeguatezza nel medio termine: condizioni climatiche critiche</i>	42
	4.3 L'adeguatezza nel lungo termine (2033)	42
	4.3.1 <i>L'adeguatezza nel lungo termine: l'impatto dell'insostenibilità economica</i>	43
	4.4 Conclusioni	45

5

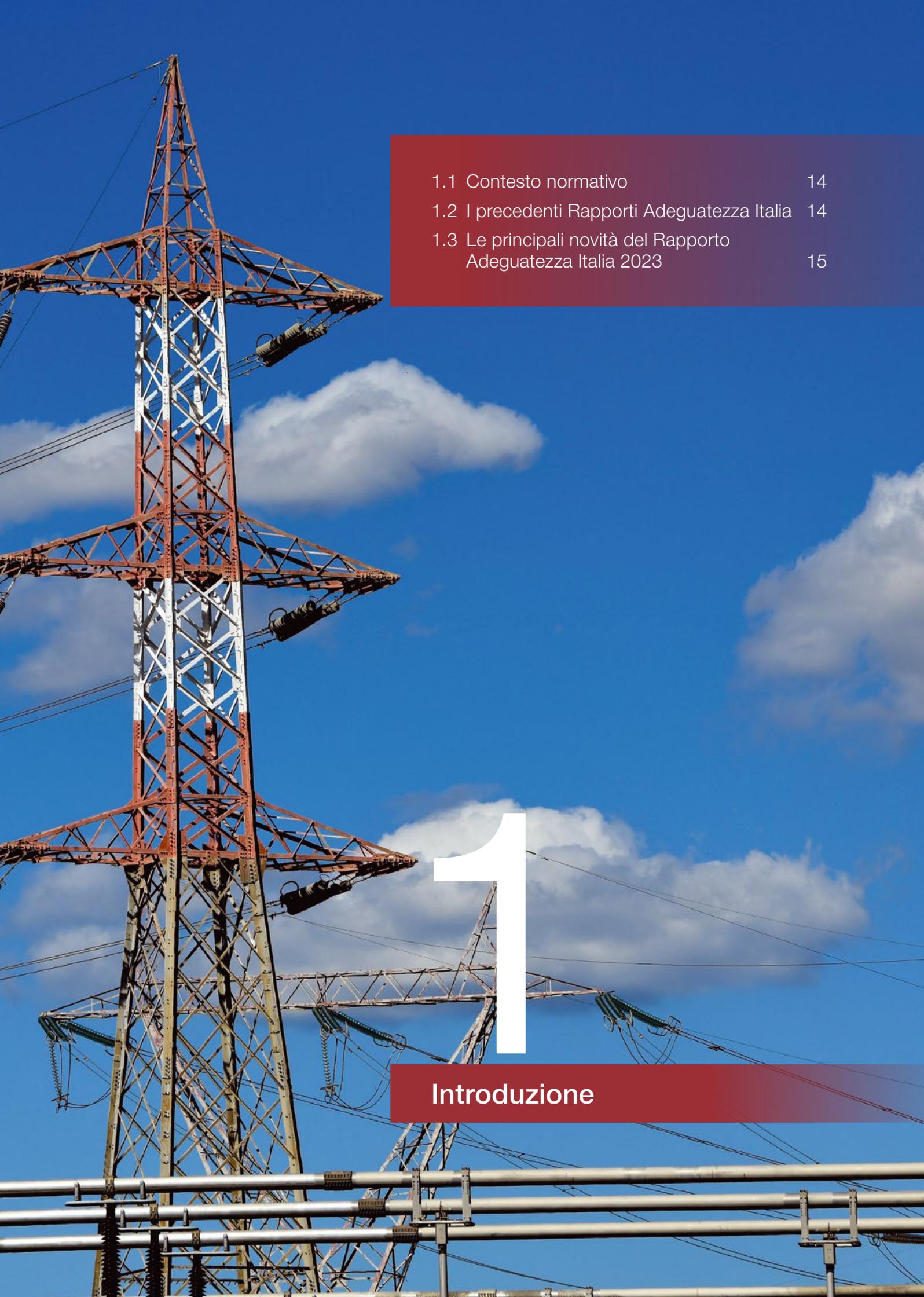
Allegati

5.1 ANNEX I: Analogie e differenze fra ERAA 2023 e Rapporto Adeguatezza Italia 2023	47
5.2 ANNEX II: Modelli e metodologie	48
5.2.1 Analisi di sostenibilità economica degli impianti	49
5.2.1.1 Perimetro dell'analisi	49
5.2.1.2 Processo di analisi	50
5.2.2 Analisi di adeguatezza	52
5.2.2.1 Simulazione del sistema elettrico	52
5.2.2.2 Approccio probabilistico	53

INDICE DELLE FIGURE E TABELLE

Figura 1 Evoluzione capacità di generazione 2005-2022 [GW]	18
Figura 2 Capacità di generazione disponibile (esempio)	19
Figura 3 Massima capacità termica disponibile a supporto dell'adeguatezza del sistema [GW]	19
Figura 4 Import (GW) frontiera Nord: sx) periodo invernale, dx) periodo estivo	21
Figura 5 Margine minimo di adeguatezza (GW) 2013-2022	22
Figura 6 Evoluzione fabbisogno (TWh)	27
Figura 7 Evoluzione picco di carico (GW) nel medio e lungo termine (valor medio, 10° e 90° percentile tra le diverse condizioni simulate)	27
Figura 8 Evoluzione FRNP (GW) al 2030	28
Figura 9 Evoluzione capacità di accumulo (GW) al 2028 e al 2033	29
Figura 10 Massima potenza installata (GW) per adeguatezza nel medio termine	31
Figura 11 Massima potenza installata (GW) per adeguatezza nel lungo termine	31
Figura 12 Evoluzione capacità di scambio (GW) fra zone di mercato	35
Figura 13 LOLE per ZDM, medio termine (scenario base)	39
Figura 14 Capacità nominale (GW) economicamente non sostenibile per tecnologia, medio termine (2028)	40
Figura 15 Capacità massima termoelettrica economicamente non sostenibile, nel medio termine: distribuzione zonale	40
Figura 16 Impatto della dismissione della generazione termoelettrica economicamente non disponibile. Variazione Pmax - LOLE	41
Figura 17 Impatto della dismissione della generazione economicamente non sostenibile, valore LOLE per ZDM (39,3 GW di centrali termoelettriche rimanenti)	41
Figura 18 Capacità nominale (GW) economicamente non sostenibile per tecnologia, lungo termine (2033)	43
Figura 19 Capacità massima termoelettrica economicamente non sostenibile nel lungo termine: distribuzione zonale	43
Figura 20 Impatto della dismissione della generazione termoelettrica economicamente non disponibile, variazione Pmax-LOLE	44
Figura 21 LOLE per aree, lungo termine	44
Figura 22 Analisi di sostenibilità economica: perimetro	49
Figura 23 Processo iterativo di analisi	50
Figura 24 Sintesi approccio probabilistico	53
Tabella 1 Evoluzione capacità termica contrattualizzata nelle aste CM (GW)	30
Tabella 2 Dismissione della capacità a carbone	33
Tabella 3 Dismissione della capacità a carbone in Sardegna	33
Tabella 4 Scenario di medio termine (2028), principali ipotesi	39
Tabella 5 Scenario di lungo termine (2033), principali ipotesi	42
Tabella 6 Costi fissi evitabili	50





1.1 Contesto normativo	14
1.2 I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	14
1.3 Le principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2023	15

1

Introduzione

Introduzione



1.1 Contesto normativo

In ambito nazionale, il Rapporto Adeguatezza Italia adempie a una serie di richieste normative, con particolare riferimento a:

- **art.3 del Decreto Ministeriale MiSE del 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;
- art 2.1 del Decreto Ministeriale Mite del 28/10/2021 che ha definito un valore di LOLE massimo pari a **3h/anno**.

Inoltre, il presente rapporto risponde all'**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 documento che riporta analisi di adeguatezza con orizzonte decennale.

1.2 I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia

Il Rapporto Adeguatezza Italia 2022 ha innanzitutto analizzato un orizzonte temporale di medio termine (2027-2028), considerando la contemporanea presenza di:

- 1) quanto già contrattualizzato** nelle aste del CM ('22, '23 e '24);
 - 2) quanto previsto dal Piano di Sviluppo della RTN** (in particolare il Tyrrhenian link);
- e l'assenza di:
- 3) ulteriori dismissioni**, oltre a quelle già previste per gli impianti a carbone,
 - 4) l'assenza di drastiche riduzioni dell'import** alla frontiera Nord.

In tale scenario l'analisi ha evidenziato il permanere di uno specifico rischio relativo al possibile verificarsi di periodi prolungati di alte temperature, preceduti da mesi a bassa piovosità e una contemporanea riduzione della disponibilità di import dai Paesi confinanti. In queste situazioni di particolare stress si potrebbe determinare un LOLE superiore ai valori dello standard di adeguatezza.

Nel lungo termine (2030-2032), grazie al rilevante aumento delle FRNP, dei sistemi di accumulo e di un ulteriore sviluppo della rete di trasmissione, il sistema elettrico italiano – senza ulteriori dismissioni di capacità di generazione – risulterebbe adeguato e potrebbe quindi rinunciare, oltre alle centrali a carbone già dismesse, anche a una parte ben definita del parco di generazione a gas.

Assumendo il verificarsi di tutte le ipotesi di scenario, le simulazioni effettuate confermano che sarà necessario mantenere in efficienza un **valore minimo pari ad almeno 40 GW di potenza nominale termoelettrica** per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. Secondo le analisi di sostenibilità economica, però, il rilevante aumento di FRNP e accumuli determinerà una riduzione delle ore di funzionamento della generazione termoelettrica da fonte fossile, con conseguente contrazione dei margini. L'ipotizzata dismissione della capacità stimata "in uscita per insostenibilità economica" comporterebbe una riduzione del parco termoelettrico fino a circa 37 GW di potenza nominale (corrispondenti a circa 30 GW di CDP), ben 3 GW al di sotto del valore minimo necessario.

1.3 Le principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2023

Il presente rapporto si inserisce in continuità con l'edizione precedente del Rapporto Adeguatezza Italia, pubblicata a febbraio 2023. In particolare, il RAI '23 garantisce l'allineamento con il RAI '22, sia per quanto riguarda gli scenari alla base delle analisi presenti nel documento (allineati con DDS '22 e PdS '23), sia per quanto riguarda l'approccio metodologico utilizzato nelle analisi.

Sono tuttavia presenti alcune novità che irrobustiscono ulteriormente le analisi effettuate.

Rispetto al precedente studio, l'**analisi di sostenibilità economica** è stata effettuata su entrambi gli orizzonti temporali, al fine di stimare il rischio di dismissione di una quota parte del parco termoelettrico per non-sostenibilità economica anche nell'orizzonte di medio termine.

La metodologia con cui vengono svolte le analisi di adeguatezza è in un processo di *continuous improvement*, sia per inglobare nella modellazione gli elementi di novità che entreranno a far parte del sistema elettrico (accumuli, demand-side-response, elettrolizzatori), sia per rendere in generale sempre più accurata la rappresentazione del sistema elettrico nei modelli utilizzati.

Degni di menzione sono alcuni sviluppi eseguiti sulle **variabili climatiche** e sulla **degradazione della capacità degli impianti termoelettrici** dovuti a fenomeni meteo-climatici.



Relativamente al primo aspetto, ai fini delle simulazioni, è stata adottata una nuova finestra di **variabili climatiche** (che considera anni più recenti) allo scopo di catturare con maggior accuratezza i primi effetti del cambiamento climatico sul sistema elettrico.

Per quanto riguarda, invece, il **de-rating termoelettrico**, è stato implementato un miglioramento modellistico che consente di simulare la correlazione attesa tra i valori di picco della domanda (legati ai picchi di temperatura) e i valori più restrittivi di disponibilità della generazione termoelettrica (anch'essi legati ai picchi di temperatura). Sono stati quindi introdotti dei profili di de-rating della capacità termoelettrica che riflettono il comportamento osservato delle unità produttive in queste condizioni.

Questi sviluppi metodologici e modellistici permettono di rappresentare con sempre maggiore accuratezza il sistema elettrico ai fini delle analisi di adeguatezza. Anche la metodologia con cui viene profilata la domanda in funzione degli anni climatici è stata migliorata, allineandola agli standard europei adottati nell'ambito di ERAA23 (European Resources Adequacy Assessment). In sintesi, il Rapporto Adeguatezza Italia recepisce gli aspetti metodologici adottati in ambito europeo da ENTSO-E (studio ERAA), declinando tale metodologia nelle analisi nazionali con una maggiore profondità rispetto agli studi europei. In un contesto di analisi così esteso come quello europeo, il dettaglio deve necessariamente essere inferiore a quello adottato per gli studi nazionali, confermando la complementarità dei due rapporti.





2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica	18
2.2 Disponibilità dell'import ai fini dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano	20
2.3 Margini di adeguatezza del sistema elettrico	22

Contesto del sistema elettrico italiano

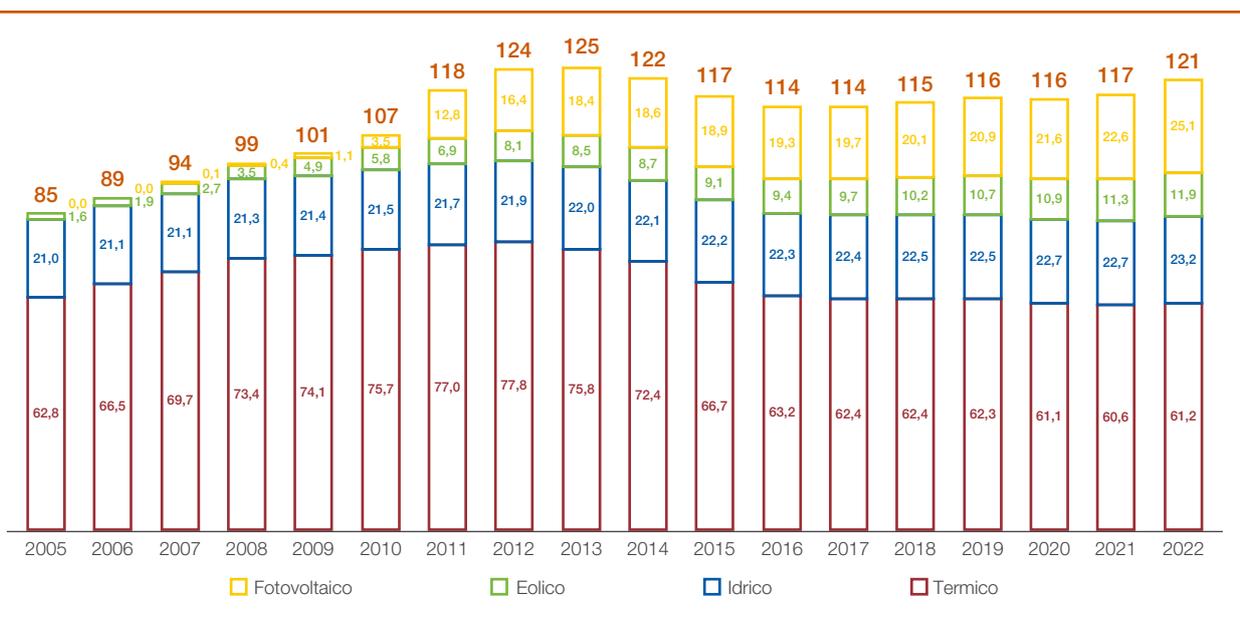
Contesto del sistema elettrico italiano

2

2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica

Negli ultimi anni il parco di generazione in Italia ha subito importanti cambiamenti. In particolare, fra il 2010 e il 2011 si è iniziato ad assistere a due trend opposti: una progressiva crescita della capacità rinnovabile, arrivata nel 2022 a circa 37 GW, e una altrettanto progressiva riduzione della fonte termoelettrica tradizionale, che oggi si attesta a circa 61,2 GW. (Figura 1).

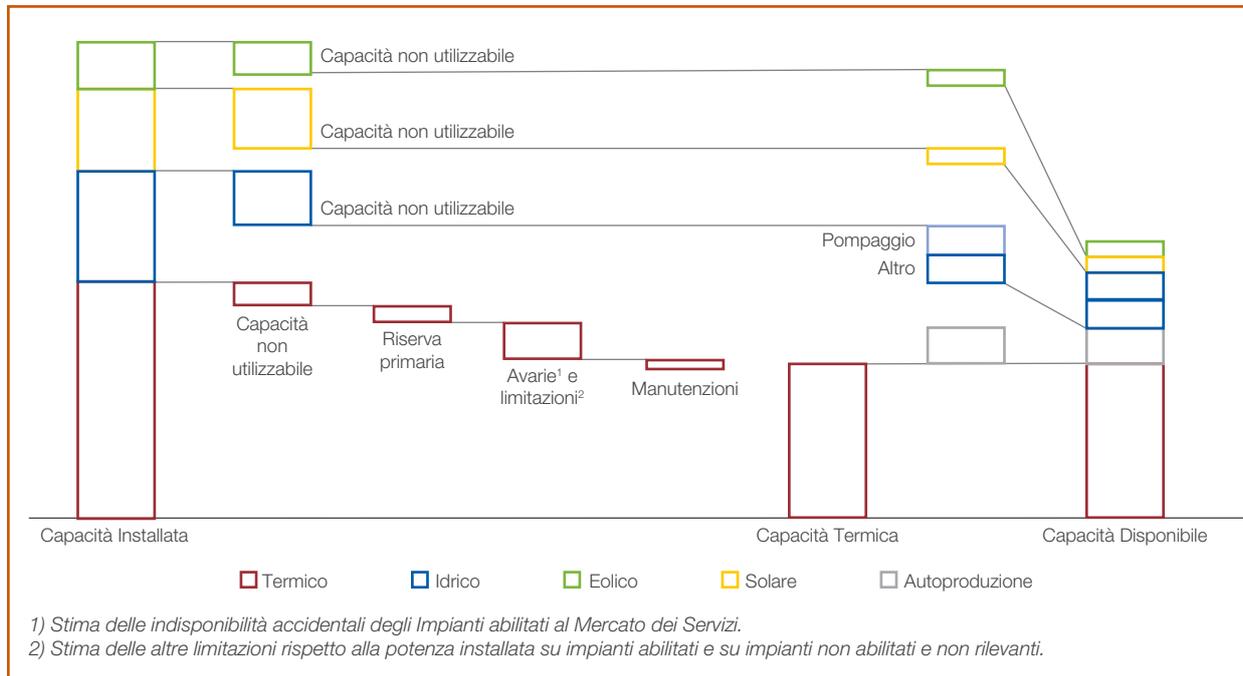
FIGURA 1 *Evoluzione capacità di generazione 2005-2022 [GW]*



In particolare, la flotta termoelettrica ha subito una significativa riduzione, pari a circa 13 GW, nel periodo compreso tra il 2013 e il 2017. Tale andamento è proseguito negli anni successivi, in maniera più contenuta, con una riduzione ulteriore di poco meno di 2 GW tra il 2018 e il 2021.

Questa tendenza sembra essersi invertita negli ultimi due anni (2021-2022) in cui si registra un aumento della capacità termoelettrica installata di quasi 1 GW, frutto degli effetti delle aste del mercato della capacità. Pertanto, la capacità totale installata a fine 2022 risulta pari a circa **121 GW**.

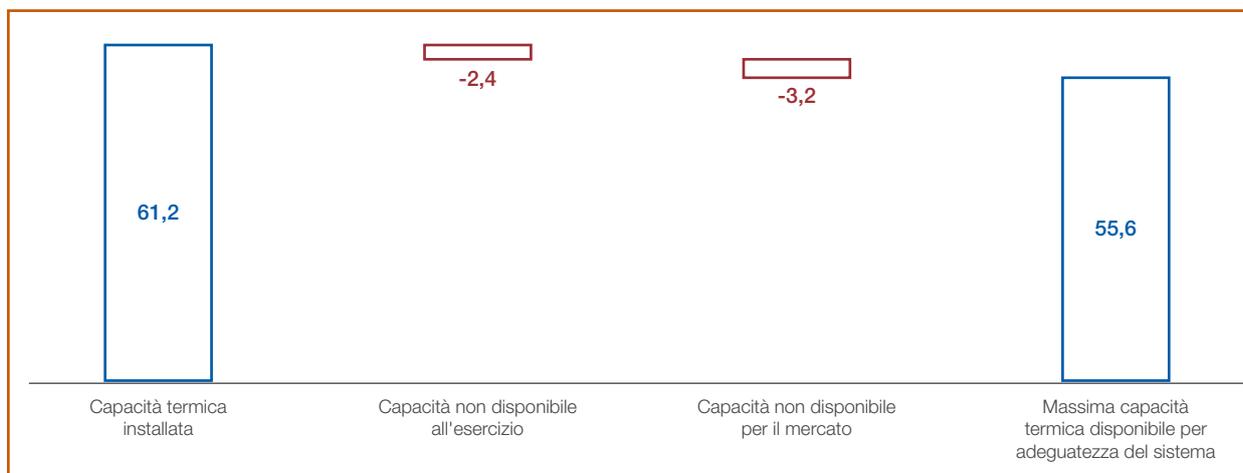
Ai fini delle valutazioni di adeguatezza occorre considerare, piuttosto che la capacità installata, la capacità di generazione disponibile (Figura 2) che concettualmente è pari alla somma delle diverse fonti, classificate in base alla tecnologia, opportunamente corrette per tener conto della loro effettiva disponibilità e quindi del loro potenziale contributo alla copertura della domanda.

FIGURA 2 *Capacità di generazione disponibile (esempio)*

In particolare, per ciò che riguarda la capacità termoelettrica (Figura 3), ad oggi ci sono circa **2,4 GW sistematicamente non utilizzabili ai fini della copertura della domanda** (di cui 1,6 GW per indisponibilità di lunga durata e circa 0,8 GW a causa di limitazioni autorizzative al funzionamento) e **3,2 GW** circa di ulteriori, varie, limitazioni.

Il valore così ottenuto, **55,6 GW**, rappresenta la capacità termoelettrica massima a supporto dell'adeguatezza del sistema (valori aggiornati al 31/12/2022).

Il valore così stimato, però, **non è mai, all'atto pratico, contemporaneamente disponibile**, in quanto devono essere considerate anche le indisponibilità d'impianto legate a normale manutenzione, guasti e ulteriori riduzioni dovute a fenomeni quali il derating³ e l'ATS⁴ (Alta Temperatura allo Scarico) delle centrali termoelettriche.

FIGURA 3 *Massima capacità termica disponibile a supporto dell'adeguatezza del sistema [GW]*

³ 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.

⁴ 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.

2.2 Disponibilità dell'import ai fini dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano

L'import dall'estero riveste un ruolo fondamentale nel garantire la copertura della domanda elettrica italiana. Si pensi che nel 2021 e nel 2022 l'import si è attestato a circa 43 TWh, corrispondenti a circa il 13,5% del fabbisogno elettrico nazionale. La causa di ciò risiede in primo luogo nella differente composizione del parco di generazione elettrica rispetto ai Paesi confinanti (Francia e Svizzera in particolare), che presentano tipicamente un costo variabile di generazione inferiore. Proprio come conseguenza di questa disponibilità di energia a basso costo oltre il confine, il sistema elettrico italiano ha strutturalmente fatto affidamento su questa risorsa, diventata essenziale per coprire l'elevato fabbisogno del Nord del Paese.

L'import diventa, quindi, un fattore indispensabile ai fini della copertura del carico e del mantenimento dello standard di adeguatezza nazionale soprattutto in situazioni di elevato carico e/o di riduzione della disponibilità di generazione termoelettrica nazionale. Questa criticità coinvolge essenzialmente la zona Nord e la zona Centro Nord.

La quantità di energia importata non dipende solo dalla disponibilità fisica delle reti di interconnessione tra l'Italia e le altre Nazioni, ma anche e soprattutto dalla effettiva e contemporanea disponibilità di capacità produttiva in eccesso rispetto al carico nei sistemi elettrici dei Paesi confinanti.

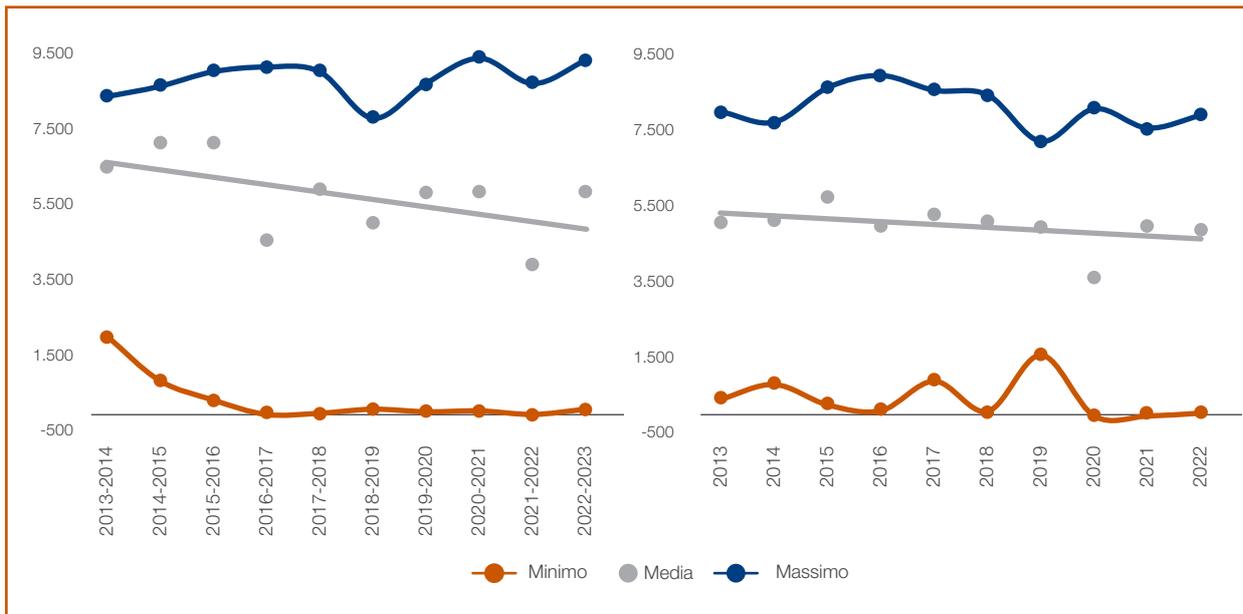
Anche nei Paesi confinanti, come in Italia, la capacità produttiva nel corso degli ultimi anni ha subito una progressiva riduzione per effetto di dismissioni economiche, di condizioni climatiche estreme e diffuse sul territorio europeo, ma anche di fuori servizio prolungati per manutenzione. A questo proposito il caso più emblematico è quello del parco nucleare francese: nel 2022 il tasso di disponibilità del parco nucleare francese è stato del 54% rispetto a una media del 73% dal 2015 al 2019. In particolare, durante l'autunno 2022, solo 25 GW sui 63 GW totali della flotta nucleare francese sono rimasti in servizio. Ciò ha fatto sì che la generazione da nucleare nel 2022 sia crollata del 30% rispetto alla media dei precedenti 20 anni. Tutto ciò, sommato alla più bassa produzione idroelettrica dal 1976, ha fatto sì che **la Francia nel 2022 sia risultata in posizione di import netto per la prima volta dal 1980, a fronte di un export netto medio di oltre 45 TWh nei venti anni precedenti.**

Questa **estrema variabilità della disponibilità della risorsa import** in condizioni di criticità è destinata ad aumentare ulteriormente. Infatti, i fenomeni alla base sono comuni a tutti i Paesi europei: lo sviluppo delle fonti rinnovabili, per loro natura dipendenti dalle condizioni meteorologiche, la sempre minore sostenibilità economica delle centrali di produzione convenzionali, l'effetto sempre più impattante dei cambiamenti climatici e il rischio legato alle difficoltà di approvvigionamento di combustibili fossili da Paesi extraeuropei che si è manifestato a seguito dell'invasione Russa in Ucraina.

L'entità e la frequenza con cui tali fenomeni si stanno manifestando impongono una importante riflessione strategica nella definizione degli scenari di medio e lungo termine, in cui la progressiva elettrificazione dei consumi ci renderà sempre più dipendenti dalla sicurezza ed adeguatezza dei sistemi elettrici, anche per coprire i nostri bisogni di base (es. cottura, riscaldamento, mobilità, ...).

In *Figura 4* si nota come nel corso degli ultimi anni l'import abbia registrato, oltre che un andamento variabile, una leggera ma progressiva riduzione sia nel periodo estivo che nel periodo invernale.

FIGURA 4 Import (GW) frontiera Nord: sx) periodo invernale, dx) periodo estivo



È pertanto doveroso fattorizzare questi fenomeni, individuando nelle analisi d'adeguatezza del sistema elettrico il giusto compromesso tra una sovrastima dell'import, che potrebbe portare a seri problemi di adeguatezza, e un approccio più cautelativo, che potrebbe portare a oneri di sistema eccessivi. Per ulteriori dettagli si rimanda all'Annex II: Modelli e Metodologie.



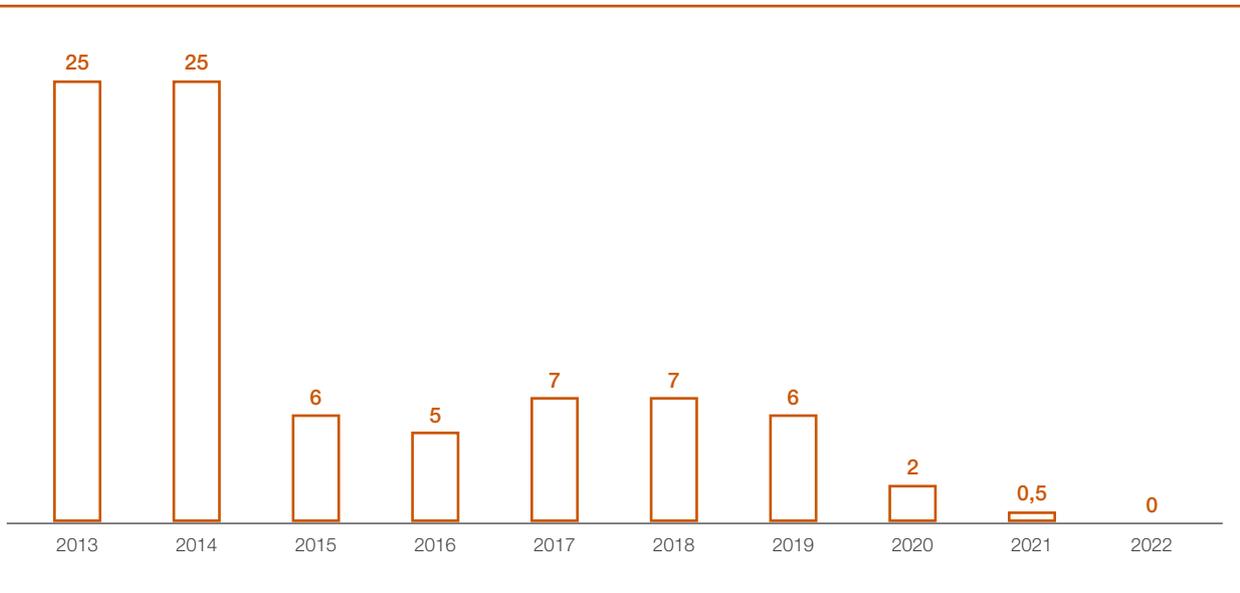
2.3 Margini di adeguatezza del sistema elettrico

Il margine di adeguatezza è un parametro deterministico che individua, per ciascuna area geografica e periodo di analisi, la differenza tra:

- la somma della capacità di generazione nazionale disponibile e dell'importazione di energia elettrica dalle aree contigue, ivi inclusi i contributi di accumuli e demand-side-response;
- il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria riserva terziaria di sostituzione (intesa come capacità produttiva resa disponibile al Gestore ai fini dell'incremento dell'immissione di energia elettrica nell'ambito del bilanciamento).

Come è logico attendersi, la riduzione della capacità di produzione disponibile e del contributo dell'import dai Paesi limitrofi hanno come prima conseguenza la riduzione del margine di adeguatezza del sistema. La prima riduzione rilevante del margine di adeguatezza è stata registrata fra il 2014 e il 2015 (-76%), attestandosi, per i successivi quattro anni, fra i 5 e 7 GW, per poi ridursi ulteriormente fino al 2022, dove è stato raggiunto un valore minimo di 0 GW (Figura 5). Quest'ultimo si è registrato nelle giornate del 25, 26 e 27 luglio 2022.

FIGURA 5 Margine minimo di adeguatezza (GW) 2013-2022



In corrispondenza di quei giorni, infatti, il sistema elettrico italiano ha registrato:

- 1) rilevanti picchi di domanda fra i 55 e i 57 GW⁵ dovuti alle alte temperature (confermando peraltro la forte correlazione, specie nel periodo estivo, fra l'aumento della temperatura media e la variazione positiva dei consumi elettrici per effetto del raffrescamento);
- 2) una altrettanto rilevante riduzione della disponibilità della generazione termoelettrica⁶, per effetto di avarie non previste, di fenomeni di Alta Temperatura allo Scarico (ATS) e di fermate o forti limitazioni delle centrali sul Po dovute ad insufficienti valori del livello/portata dei canali di opera di presa, come effetto dell'evento siccitoso che ha colpito l'area;
- 3) una riduzione del surplus di generazione complessiva nei Paesi limitrofi, per effetto principalmente degli elevati consumi registrati in tutta l'Europa centrale (alte temperature) e di una contrazione della capacità di generazione disponibile in Francia (dovuta, a sua volta, al prolungarsi della manutenzione su alcune centrali nucleari).

⁵ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/peak-valley-load>

⁶ Circa un terzo della capacità termoelettrica italiana (in particolare nell'area Nord del Paese) non era di fatto disponibile per la copertura della domanda.

La situazione appena descritta ha determinato nella giornata del 25 luglio un valore del margine di adeguatezza prossimo allo zero, e di poco superiore nelle giornate del 26 e 27 luglio 2022⁷.

BOX 1

L'ADEGUATEZZA DEL SISTEMA EUROPEO NEL PERIODO ESTIVO 2023

A differenza dell'anno 2022, in cui nelle giornate del 25, 26 e 27 luglio si è registrato il minimo storico del margine d'adeguatezza del sistema elettrico italiano (0 GW), nell'estate del 2023 si è registrato un margine minimo pari a 2,3 GW.

L'aumento delle precipitazioni ha fatto sì che, a partire dal mese di maggio 2023, si sia registrato un netto miglioramento dello stato di idraulicità del sistema che, insieme alla riduzione della temperatura media estiva (rispetto all'anno scorso), hanno permesso una migliore adeguatezza del sistema elettrico italiano nonostante si siano registrati picchi di domanda di 59 GW.

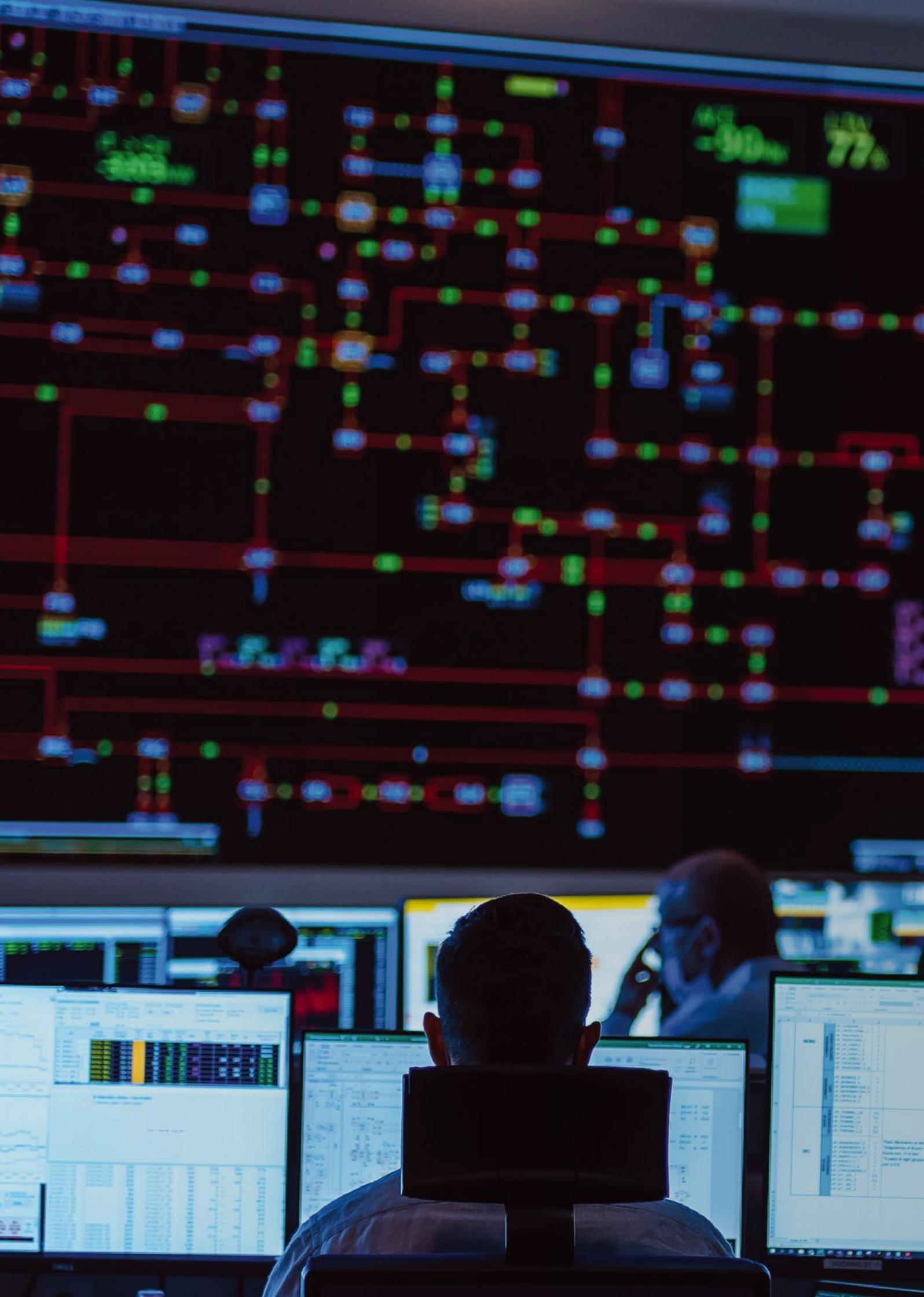
Grazie alle maggiori precipitazioni, le centrali che operano sul Po non hanno riscontrato gli stessi problemi dell'anno precedente, avendo un sufficiente valore di livello/portata dei canali di presa. La minore temperatura media ha limitato leggermente i fenomeni di Alta Temperatura allo Scarico (ATS), caratteristici della stagione estiva.

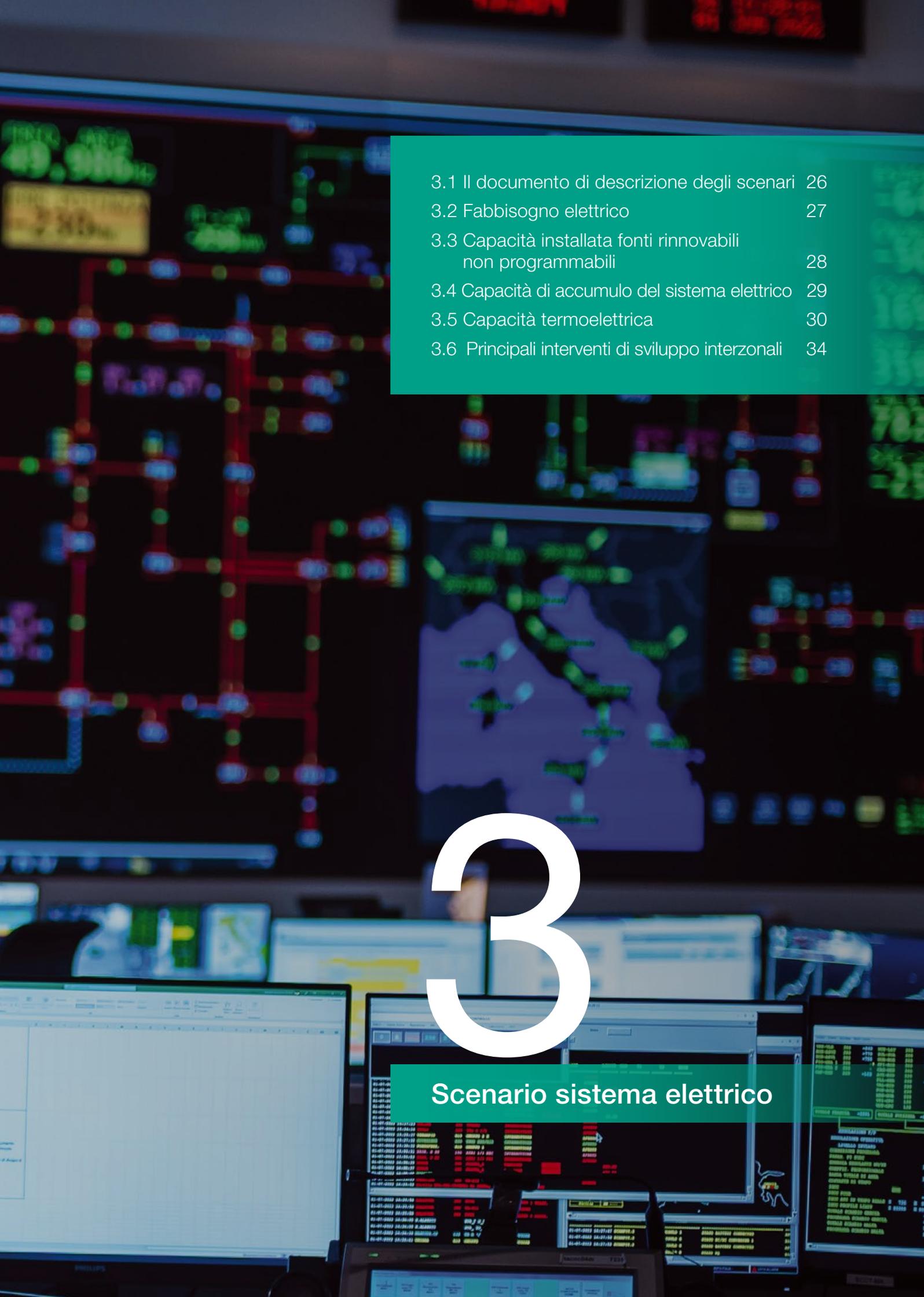
I fattori ambientali, comunque, non sono gli unici driver di questo fenomeno. In particolare, anche il momento economico-sociale che sta attraversando l'Italia e l'intera Europa influisce sul sistema elettrico nazionale. Ciò si evince dalla riduzione dei consumi elettrici che sta caratterizzando l'Italia nel 2023.

Nonostante tutto ciò che è accaduto sia favorevole al margine minimo per l'adeguatezza del sistema, non bisogna abbassare l'attenzione su questo tema. L'andamento del margine negli anni si è progressivamente ridotto, fenomeni siccitosi prolungati nel Paese stanno diventando sempre più frequenti e le temperature medie mensili denotano un trend in crescita, con conseguente crescita dei picchi di carico previsti (insieme al fenomeno dell'elettrificazione dei consumi, dovuto principalmente alla diffusione di veicoli elettrici e pompe di calore).

Per i primi mesi del 2023 la disponibilità idrica era tale da prefigurare una stagione estiva con margini di adeguatezza paragonabili a quelli del 2022; per tale motivo il decreto-legge 39/2023 ha autorizzato, limitatamente al periodo dal 20 giugno al 15 settembre 2023, l'esercizio delle centrali termoelettriche in deroga rispetto alle limitazioni relative alle temperature allo scarico.

⁷ A fronte di questa situazione si è resa necessaria da parte di Terna l'esecuzione di una serie di misure di emergenza, fra cui – per la prima volta – l'attivazione del servizio di approvvigionamento della riserva terziaria a salire prima della sessione di MGP.





3.1 Il documento di descrizione degli scenari	26
3.2 Fabbisogno elettrico	27
3.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili	28
3.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico	29
3.5 Capacità termoelettrica	30
3.6 Principali interventi di sviluppo interzonali	34

3

Scenario sistema elettrico

Scenario sistema elettrico

3

3.1 Il documento di descrizione degli scenari

Il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022) rappresenta il risultato delle attività svolte da Snam e Terna per giungere ad una visione coerente delle possibili evoluzioni future del sistema energetico italiano a supporto del processo di pianificazione delle opere di rete.

Il processo di creazione degli scenari ha previsto:

- i. la definizione delle storyline e degli input degli scenari;
- ii. la previsione della domanda energetica per usi finali;
- iii. le analisi di mercato elettrico e mercato gas;
- iv. la verifica del raggiungimento dei target di policy (negli scenari che li prevedono).

Gli scenari elaborati e descritti nel DDS 2022 sono:

- uno scenario di policy al 2030 (cd. Fit-For-55);
- due scenari di policy al 2040 (dc. Distributed Energy e Global Ambition), il cui punto di partenza è il Fit-For-55 (di seguito FF55);
- uno scenario contrastante a quello di policy (cd. Late Transition) sia al 2030 che al 2040.

Ai fini delle analisi di adeguatezza contenute nel presente documento è stato considerato lo scenario di policy FF55, rimodulato sugli anni target 2028 e 2033 rispettivamente rappresentativi del medio e del lungo termine, in coerenza con l'European Resource Adequacy Assessment (ERAA 2023) prodotto da ENTSO-E.

Lo scenario FF55, scenario unico di policy al 2030, traguarda gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni comunitarie del 55%, grazie ad una spinta verso l'elettrificazione e al forte sviluppo delle fonti rinnovabili.

Maggiori dettagli sono contenuti all'interno del DDS 2022⁸.

⁸ https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf

3.2 Fabbisogno elettrico

Per **fabbisogno di elettricità** si intende la somma di:

- energia elettrica per usi finali;
- usi energetici;
- perdite di rete.

La costruzione del fabbisogno elettrico previsionale è un processo articolato che coinvolge molteplici fattori, fra cui i principali sono la correlazione tra PIL e domanda di energia elettrica, l'incremento atteso dell'utilizzo dei veicoli elettrici, delle pompe di calore e della produzione di idrogeno verde da elettrolisi, e l'effetto legato all'aumento dell'efficienza energetica dei consumi finali.

Nello scenario analizzato, il fabbisogno elettrico arriva a circa **378 TWh nel lungo termine** (Figura 6).

Analogamente, soprattutto per effetto della crescita dei veicoli elettrici e dell'utilizzo delle pompe di calore, si prevede una contestuale crescita del picco di carico (Figura 7) il cui valore potrebbe oscillare all'interno di un range in funzione delle possibili condizioni climatiche stimate in accordo alla nuova metodologia utilizzata in ambito ERAA di ENTSO-E.

FIGURA 6 **Evoluzione fabbisogno (TWh)**

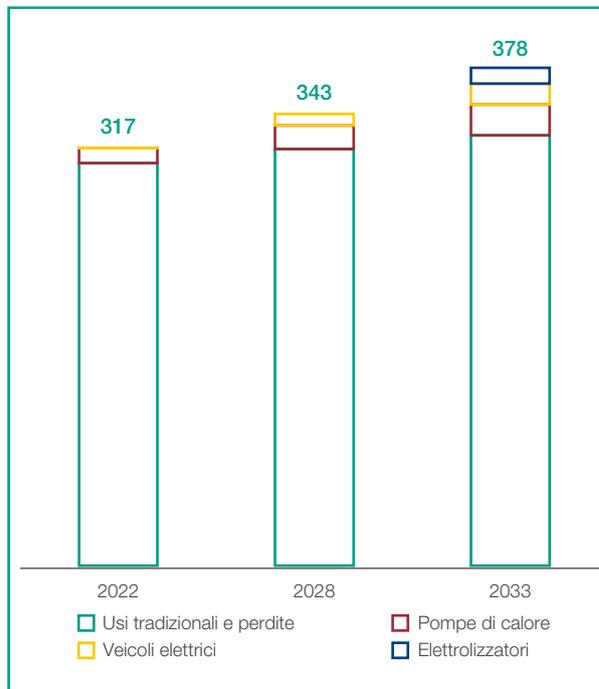
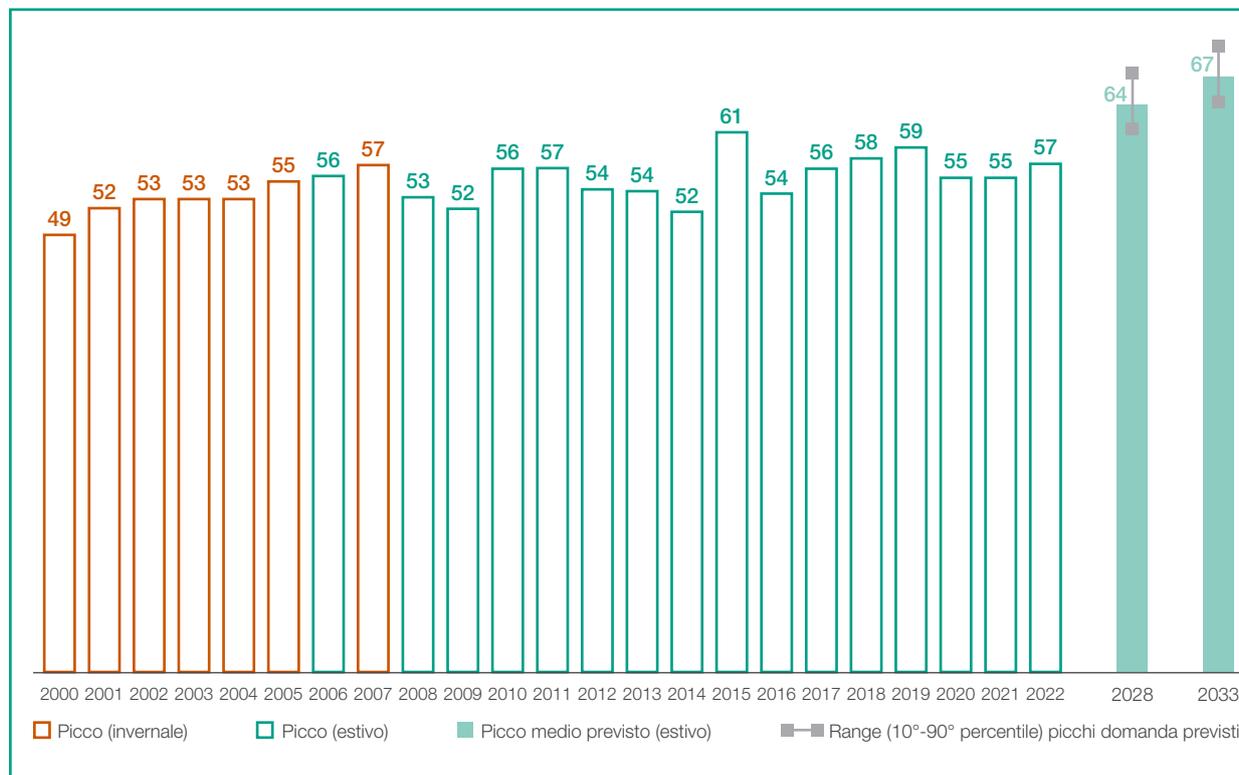


FIGURA 7 **Evoluzione picco di carico (GW) nel medio e lungo termine (valor medio, 10° e 90° percentile tra le diverse condizioni simulate)**



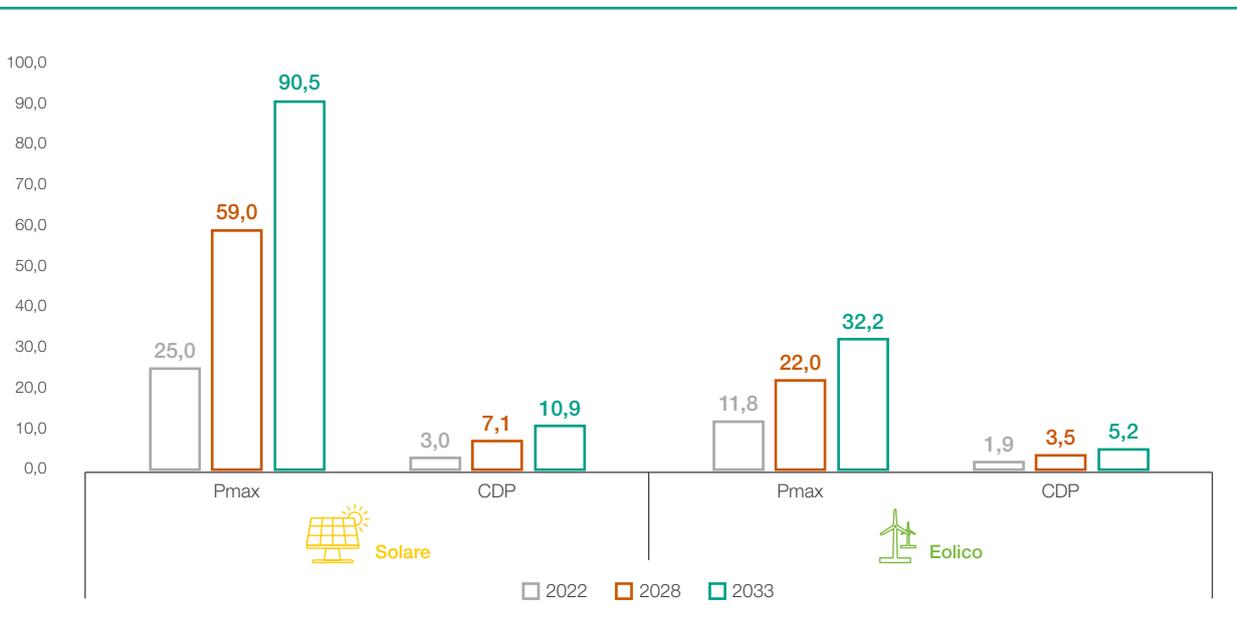
3.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili

Lo scenario FF55 prevede una forte crescita delle FRNP ai fini del raggiungimento degli obiettivi di policy. Nello scenario di lungo termine (2033), tale incremento si declina in circa 90 GW di impianti solari (tra rooftop e utility scale) e circa 32 GW di impianti eolici (inclusendo offshore e onshore).

Per meglio stimare l'impatto che la crescita di tali risorse avrà sull'adeguatezza del sistema, si ricorre alla capacità disponibile in probabilità (CDP), calcolata moltiplicando la potenza installata per appositi coefficienti di de-rating che tengono conto dell'effettiva disponibilità di ciascuna fonte a coprire il carico elettrico. Si tratta, quindi, di un approccio necessariamente semplificato e convenzionale, introdotto per le aste del Capacity Market, che consente di rappresentare in modo sintetico l'estrema complessità del problema.

Applicando i tassi di de-rating più aggiornati agli scenari oggetto del presente documento, emerge chiaramente (Figura 8) come a fronte di grandi capacità installate, il loro contributo all'adeguatezza del sistema elettrico sia piuttosto limitato.

FIGURA 8 *Evoluzione FRNP (GW)*



3.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico

Lo scenario energetico a forte penetrazione FER, oggetto del presente documento, è caratterizzato anche da un significativo valore di capacità di accumulo disponibile nel lungo termine.

La capacità di accumulo presente nello scenario (Figura 9) è data dalla somma di:

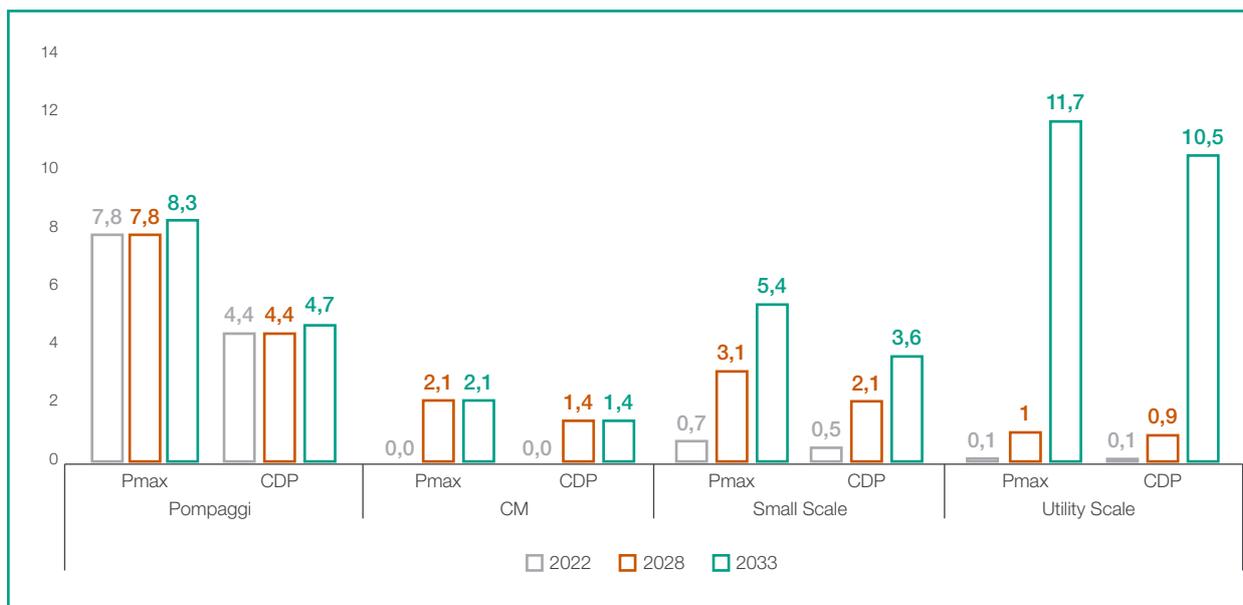
- accumuli esistenti (essenzialmente impianti di pompaggio);
- nuovi accumuli “small-scale”, che si configurano come batterie elettrochimiche con rapporto energia/potenza medio (4 ore), pensate soprattutto per affiancare lo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia per la massimizzazione dell’autoconsumo;
- accumuli contrattualizzati durante le aste del Capacity Market⁹ caratterizzati da un rapporto energia/potenza di 2/4 ore;
- nuovi accumuli “utility-scale”, con un rapporto energia/potenza elevato (fino a 8 ore), ipotizzati in maniera prevalente nello scenario di lungo termine.

In particolare, gli anni orizzonte 2028 e 2033 presentano una capacità di accumulo totale rispettivamente di **13,9 GW** e di **27,4 GW**. Tali valori, con particolare riferimento allo scenario di lungo termine, sono coerenti con ciò che è stato definito nello scenario di policy (in linea con la direttiva europea Fit For 55) del Documento di Descrizione degli Scenari 2022 (DDS ‘22).

Analogamente alle considerazioni fatte nel paragrafo 4.3, anche per queste tecnologie il contributo all’adeguatezza è ridotto rispetto ai valori nominali installati ed, applicando i tassi di de-rating più aggiornati, emerge che rispetto alla situazione attuale (2022) i sistemi di accumulo contribuiscono all’adeguatezza per un totale di 8,8 GW al 2028 e 20,2 GW al 2033.

Con l’approvazione della delibera ARERA 247/2023, viene commissionata a Terna l’istituzione di un meccanismo di contrattazione che garantisca l’approvvigionamento e l’utilizzo della capacità di accumulo al fine di sviluppare mercati elettrici efficienti ed integrati per la transizione energetica. L’istituzione di questo meccanismo, al momento in corso di definizione, permetterebbe di contrattualizzare ulteriore capacità d’accumulo in grado di contribuire anche ai fini dell’adeguatezza del sistema elettrico nazionale.

FIGURA 9 **Evoluzione capacità di accumulo (GW) al 2028 e al 2033**



⁹ c.a. 2 GW di accumulo assegnati nelle aste CM23 e CM24.

RUOLO PROSPETTICO DELLA CAPACITÀ DI ACCUMULO

Gli impianti di stoccaggio avranno un ruolo fondamentale negli scenari futuri caratterizzati da una crescente diffusione delle fonti di energia rinnovabile, in quanto consentiranno di fornire una serie di servizi utili al sistema elettrico, tra cui il “time-shifting” e i servizi di dispacciamento, funzionali a garantire la sicurezza e l’adeguatezza del sistema elettrico. Gli accumuli permetteranno di spostare «strutturalmente» parte della produzione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) dalle ore di alta disponibilità della risorsa alle ore di bassa o nulla disponibilità, gestendo la loro “overgeneration” in maniera efficiente e garantendo, pertanto, il raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

Il Decreto Legislativo N. 210/21 prevede l'introduzione di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico. Tale sistema dovrà essere progettato e dimensionato per integrare le rinnovabili con un livello efficiente di overgeneration, tenendo conto degli sviluppi di rete progettati.

Le analisi svolte da Terna e pubblicate nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022 dimostrano che, al 2030, si renderà necessario sviluppare circa 71 GWh di capacità di stoccaggio utility-scale, oltre allo storage distribuito essenzialmente associato al solare di piccola taglia e allo storage già aggiudicatario di contratti a termine a seguito delle aste del Capacity Market.

3.5 Capacità termoelettrica

Come visto in precedenza (*Figura 3*), nel 2022 la capacità termoelettrica si attesta a 55,6 GW di capacità effettivamente disponibile per l’adeguatezza.

Nei prossimi anni, i principali driver che guideranno l’evoluzione della capacità termica disponibile saranno:

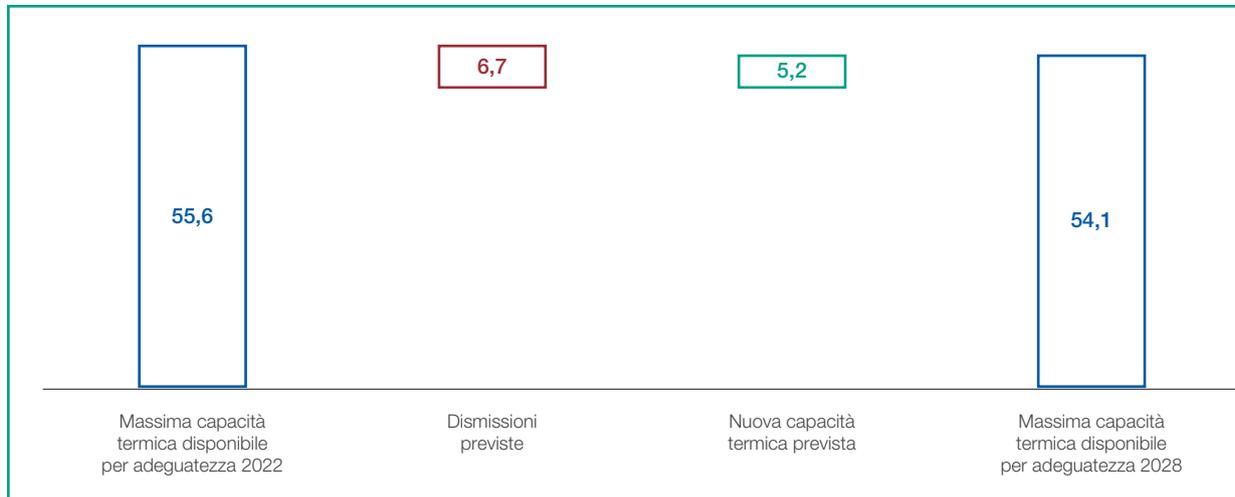
- la dismissione degli impianti a carbone e olio combustibile;
- la realizzazione di quanto contrattualizzato attraverso le aste del Capacity Market svolte nel corso del 2019 (per gli anni orizzonte 2022 e 2023) e del 2022 (per l'anno orizzonte 2024). L’evoluzione della capacità termica coinvolta in queste aste è dettagliata in *Tabella 1*;
- l’entrata in esercizio di nuova capacità termoelettrica derivante dalle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale.

TABELLA 1 *Evoluzione capacità termica contrattualizzata nelle aste CM (GW)*

ANNO ORIZZONTE	CAPACITÀ AGGIUNTIVA CONTRATTUALIZZATA	CAPACITÀ IN ESERCIZIO	CAPACITÀ RISOLTA	INGRESSI FUTURI
2022	2,0	2,0	-	-
2023	4,3	0,8	0,6	2,9
2024	3,0	0,0	0,9	2,1

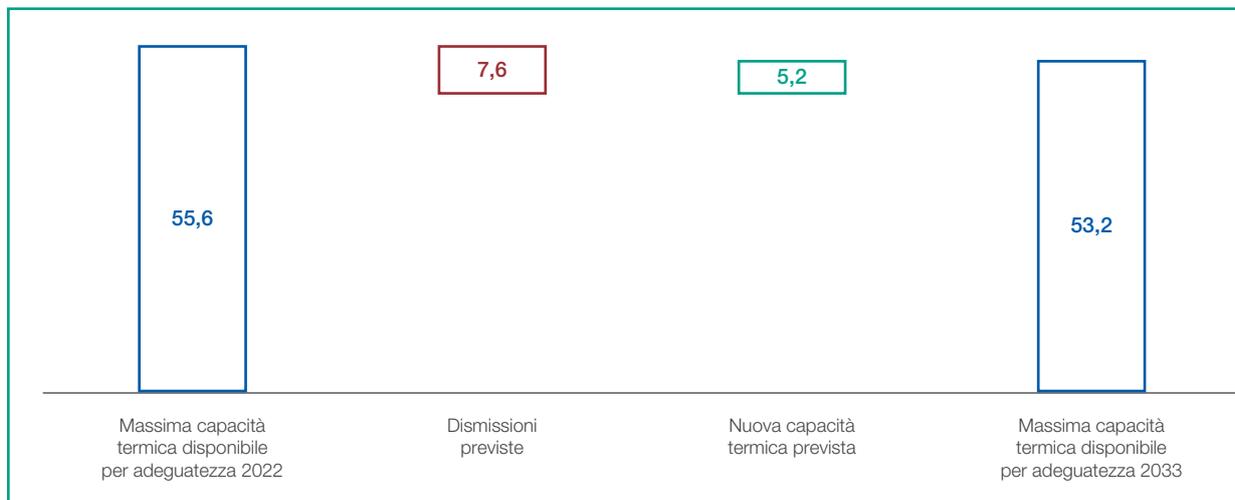
In assenza di ulteriori e non previste dismissioni, la massima capacità termica disponibile si ridurrà a poco più di 54 GW nel medio termine (Figura 10).

FIGURA 10 *Massima potenza installata (GW) per adeguatezza nel medio termine*



Invece, nel lungo termine la capacità termica che potrà contribuire all'adeguatezza del sistema sarà di poco superiore ai 53 GW (Figura 11) per via delle dismissioni previste dei restanti impianti a carbone (cf. Box 3).

FIGURA 11 *Massima potenza installata (GW) per adeguatezza nel lungo termine*



Tuttavia, è bene sottolineare che, specie sul lungo termine, non è garantito che una ulteriore parte del parco di generazione termoelettrica alimentata a gas non venga dismessa, in particolare per effetto di una possibile riduzione dei ricavi. Tale possibile fenomeno viene catturato, nel presente rapporto, attraverso una specifica analisi di sostenibilità economica che verrà illustrata nel seguito.

DISPONIBILITÀ ALLA DISMISSIONE DELLE CENTRALI A CARBONE

Già prima del 2019 l'Italia si è assunta l'impegno a rinunciare alla produzione elettrica tramite l'utilizzo del carbone. Tale obiettivo è stato definito con maggiore accuratezza, in particolare per quanto riguarda le **condizioni indispensabili** per poterlo realizzare.

Nonostante, infatti, l'apporto della generazione termoelettrica da carbone in Italia sia limitato in confronto con altri Paesi europei, la dimensione della decarbonizzazione deve andare di pari passo con la dimensione della sicurezza e dell'economicità delle forniture. Oltre a contribuire all'adeguatezza del sistema, infatti, le centrali a carbone concorrono anche:

- alla stabilizzazione dei profili di tensione in specifici nodi e porzioni di rete, mantenendoli entro i limiti normativi, sia ai fini della sicurezza che della qualità del servizio;
- alla fornitura di inerzia al sistema, la cui riduzione può determinare un inasprimento delle variazioni della frequenza (in termini di ampiezza e rapidità della perturbazione), che devono essere mitigate tramite servizi caratterizzati da tempi di risposta estremamente rapidi;
- al mantenimento di adeguati livelli della potenza di cortocircuito nei nodi di rete, essenziale per contenere la severità dei buchi di tensione e per garantire il corretto funzionamento dei sistemi di protezione e dei collegamenti HVDC.

Considerando, quindi, la necessità di mantenere i requisiti di cui sopra, ad oggi il sistema è stato in grado di sostenere la dismissione di circa 1650 MW di centrali a carbone.

Il prosieguo di tale processo (*Tabella 2*) di rinuncia al contributo del carbone alla copertura della domanda sarà legato al verificarsi di una serie di condizioni abilitanti:

- una crescita della domanda di energia elettrica in linea con le attuali previsioni di Terna e contenute nel documento di scenario congiunto Terna-Snam, quindi in assenza di possibili rilevanti incrementi oggi non prevedibili;
- una crescita delle FER in linea con gli obiettivi del piano al 2030 (cf. capitolo 2.1.2);
- uno sviluppo degli accumuli in linea con gli obiettivi del piano al 2030 (cf. capitolo 2.2);
- le entrate in esercizio dei gruppi di generazione selezionati nell'ambito del Capacity Market (aste 2022, aste 2023 e aste 2024), inclusi quelli al momento non ancora autorizzati, la cui entrata in esercizio è stata stimata sulla base delle migliori informazioni ad oggi disponibili;

- l'entrata in esercizio degli interventi di adeguamento e rinforzo della rete elettrica così come previsti nei piani di sviluppo e sicurezza della RTN, con particolare riferimento alle interconnessioni con le isole maggiori;
- l'assenza di dismissioni di impianti di generazione a gas oggi in esercizio (ad esempio per motivi di sostenibilità economica);
- l'assenza di significative riduzioni della disponibilità dell'import, in particolare dalla frontiera Nord (ad esempio per indisponibilità della capacità nucleare francese).

TABELLA 2 *Dismissione della capacità a carbone*

MESE/ANNO	CAPACITÀ ABILITATA ALLA DISMISSIONE (MW)	VINCOLI TECNICI ALLA DISMISSIONE
Aprile 2024	1.480	Entrata in servizio della capacità di generazione e accumulo contrattualizzata nelle aste CM
Aprile 2025	1.210	
Gennaio 2026	1.845	

Per la Sardegna invece (*Tabella 3*), lo sviluppo di FER, accumuli e nuove interconnessioni con il Continente (Tyrrhenian link, SACOI 3) è indispensabile per l'abbandono del carbone nella produzione elettrica (in totale circa 1.000 MW) e non sembrano esserci presupposti per poterlo conseguire nel 2025; appare quindi più realistica l'ipotesi di avviare il phase-out nell'Isola al 2025 e completare il processo nel 2028.

TABELLA 3 *Dismissione della capacità a carbone in Sardegna*

MESE/ANNO	CAPACITÀ ABILITATA ALLA DISMISSIONE (MW)	VINCOLI TECNICI ALLA DISMISSIONE
Aprile 2025	445	Entrata in servizio della capacità di accumulo contrattualizzata in Sardegna per le aste CM 2024
Gennaio 2028	250	Entrata in esercizio del primo cavo ramo Ovest Tyrrhenian Link
Gennaio 2029	265	Completamento del collegamento Tyrrhenian Link

3.6 Principali interventi di sviluppo interzonali

Al fine di favorire la transizione energetica integrando le FRNP descritte in 3.3, oltre ai sistemi di accumulo di cui al paragrafo 3.4, il Piano di Sviluppo prevede di incrementare la capacità di trasporto della rete attraverso la realizzazione di uno specifico set di opere.

Il completamento degli interventi previsti dal PdS23 comporterà un incremento della capacità di scambio dal Sud al Nord del Paese pari a 16,6 GW complessivi.

Solo una quota parte di tali opere di sviluppo è stata considerata all'interno del presente documento, coerentemente con gli anni orizzonte di medio (2028) e di lungo termine (2033), alla luce della migliore stima basata sul PdS 23.

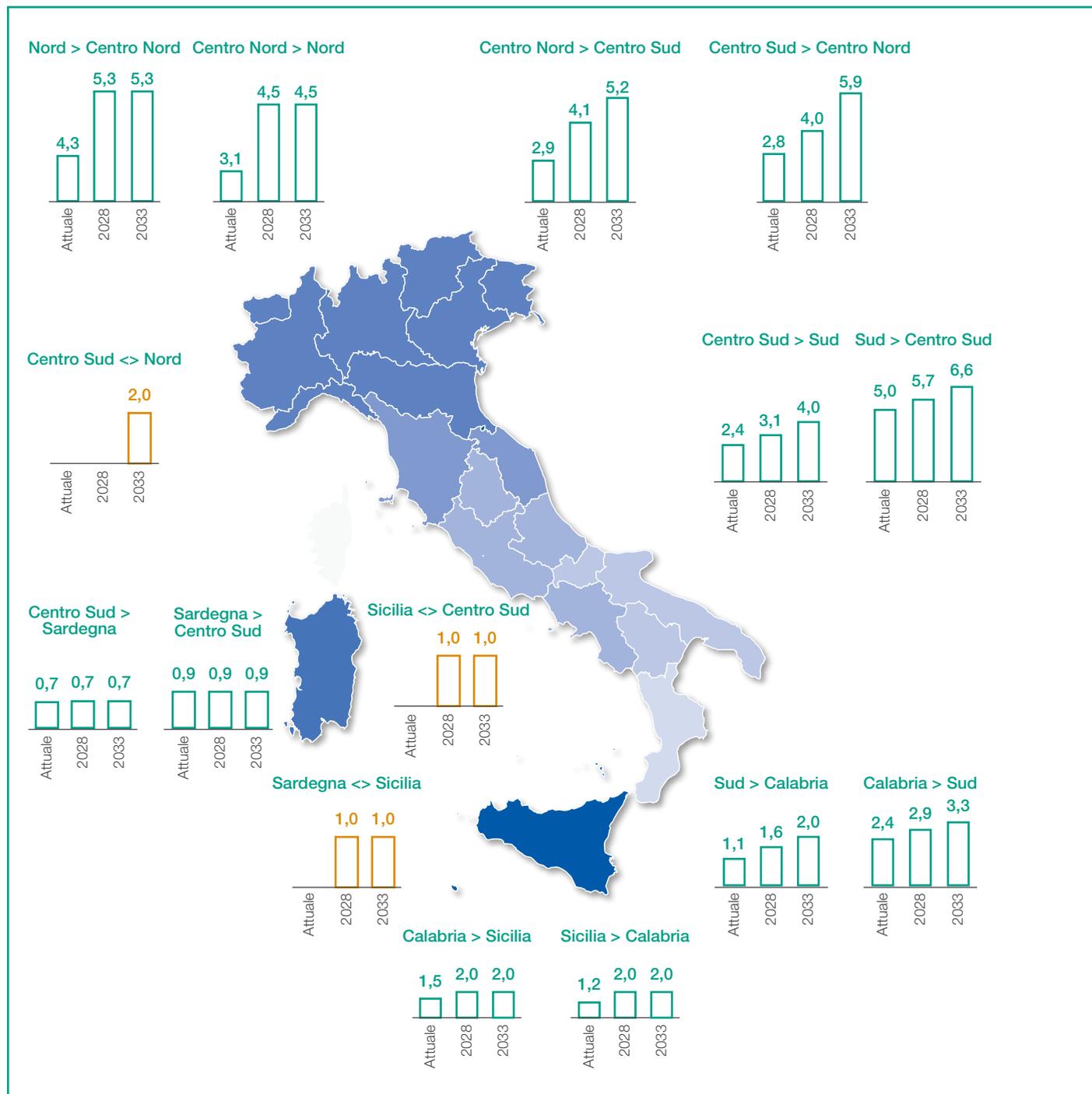
Tale nuova capacità si rende indispensabile per abilitare l'integrazione delle rinnovabili previste negli scenari, garantendo un livello accettabile di overgeneration e abilitando il trasporto dell'energia dal Sud Italia (dove è concentrata la maggior parte della crescita FER) verso le regioni del Nord a maggior consumo.



Gli incrementi di capacità di trasporto previsti sono sintetizzati in *Figura 12*.

Maggiori dettagli sono reperibili all'interno del Piano di Sviluppo¹⁰.

FIGURA 12 *Evoluzione capacità di scambio (GW) fra zone di mercato*



¹⁰ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete>





4.1 Richiamo alla catena modellistica	38
4.2 L'adeguatezza nel medio termine (2028)	39
4.3 L'adeguatezza nel lungo termine (2033)	42
4.4 Conclusioni	45

4

Principali risultati e conclusioni

Principali risultati e conclusioni

4

4.1 Richiamo alla catena modellistica

Le analisi di adeguatezza del sistema elettrico italiano esposte in questo documento si riferiscono a due anni orizzonte, uno di medio termine (2028) ed uno di lungo termine (2033).

Tale scelta permette di mantenere conformità con gli orizzonti temporali individuati da ENTSO-E nell'ambito ERAA 2023 (European Resources Adequacy Assessment).

Il fabbisogno elettrico, la capacità di FRNP e la capacità degli accumuli sono coerenti con quanto definito nel DDS '22 (Documento di Descrizione degli Scenari, redatto da Terna e Snam) per i due anni orizzonte analizzati.

L'espansione e la capacità delle interconnessioni, nei due anni orizzonte, sono conformi a quelli previsti da Terna nel Piano Di Sviluppo 2023 (PDS '23).

Ai fini del presente documento, le analisi di adeguatezza sono precedute da analisi di sostenibilità economica degli impianti (EVA, Economic Viability Assessment). Quest'ultime hanno lo scopo di verificare la capacità, nell'anno orizzonte, dei generatori termoelettrici esistenti di coprire i propri costi con i ricavi provenienti dal mercato elettrico.

A partire dalla massima capacità termica disponibile, riportata nel capitolo 3.5, si ricava il perimetro di unità produttive termoelettriche che possono essere soggette a questi meccanismi (maggiori approfondimenti sulla metodologia sono riportati nell'Annex II).

L'esito dell'analisi EVA, quindi, definisce il perimetro di generazione potenzialmente "in perdita" e questo consente di svolgere con maggior accuratezza l'analisi di adeguatezza vera e propria e il rispetto degli standard definiti da ARERA nella Delibera 370/2021/R/ELL.

Nell'analisi di Adeguatezza, pertanto, si verifica se il parco di generazione cosiddetto "In the Money" sia sufficiente a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico italiano, o comunque vengono definiti quali sono i limiti per mantenere adeguato il sistema elettrico dismettendo in maniera progressiva gli impianti che risultano non essere profittevoli nei due anni orizzonte.

Lo studio, inoltre, include anche analisi di sensibilità ad-hoc con specifici input al fine di meglio comprendere i fenomeni alla base di potenziali situazioni di rischio per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano.

4.2 L'adeguatezza nel medio termine (2028)

Le analisi per il medio termine sono state effettuate considerando:

- la generazione contrattualizzata nelle precedenti aste del Capacity Market;
- la crescita del fabbisogno, delle FRNP e dei sistemi di accumulo coerenti con lo scenario FF55 (*Tabella 4*);
- una evoluzione della capacità di scambio coerente con lo scenario FF55 e, in particolare, l'entrata in esercizio a regime del collegamento Tyrrhenian Link e Adriatic Link.

Al contempo non sono state prese in considerazione:

- dismissioni della capacità di generazione termoelettrica ulteriori rispetto a quanto già previsto nel piano di dismissione del carbone e olio e a quanto già previsto nell'ambito di attività di rifacimento degli impianti contrattualizzati all'interno delle aste del Capacity Market (*Figura 10*).
- analisi di situazioni climatiche estreme paragonabili a quanto accaduto nell'estate del 2022.

A fronte di queste ipotesi, il sistema risulta adeguato, con un valore di LOLE medio nazionale inferiore alle 3 h/anno, come evidenziato graficamente in *Figura 13*.

Come descritto nell'allegato metodologico, il risultato esposto rappresenta il valore medio di un numero molto elevato di possibili stati del sistema simulati con un approccio probabilistico. In particolare, i range rappresentati in *Figura 13* indicano la media delle condizioni climatiche simulate.

Il sistema elettrico italiano potrebbe essere soggetto a rischi di distacco di carico al verificarsi di circostanze critiche, come la dismissione di una quota importante del parco termoelettrico o condizioni climatiche estreme che implicano la simultaneità di alto fabbisogno, ridotta idraulicità degli impianti idroelettrici e ridotta potenza termoelettrica disponibile per effetto ATS, derating o basso livello dei canali.

Oltre alle condizioni appena descritte, le analisi di medio termine sono state svolte anche considerando:

- dismissioni della capacità di generazione termoelettrica ulteriori rispetto a quanto già previsto nel piano di dismissione del carbone e olio e a quanto già previsto nell'ambito di attività di rifacimento degli impianti contrattualizzati all'interno delle aste del Capacity Market;
- analisi di situazioni climatiche estreme paragonabili a quanto accaduto nell'estate del 2022. Questo si è reso necessario perché le condizioni estreme sopracitate non rientrano nell'insieme delle condizioni climatiche simulate nelle analisi di base, richiedendo quindi specificità descritte in 5.2.2.

TABELLA 4 Scenario di medio termine (2028), principali ipotesi

	VALORE CONSIDERATO NELLO SCENARIO
Fabbisogno	344,2 TWh
Fotovoltaico	59 GW
Eolico	22 GW
Accumuli	13,9 GW

FIGURA 13 LOLE per ZDM, medio termine (scenario base)



4.2.1 L'adeguatezza nel medio termine: l'impatto dell'insostenibilità economica

Le analisi riportate nel paragrafo precedente (4.2) indicano che, applicando le metodologie descritte, il sistema elettrico italiano risulta mediamente adeguato e non necessita di nuova capacità. In questo scenario, tuttavia, rimangono dei rischi legati alla chiusura e dismissione di impianti termoelettrici per insostenibilità economica.

L'aumento della potenza installata di FRNP, come riportato nel DDS '22, inevitabilmente, porterà ad una riduzione e una maggiore irregolarità delle ore di funzionamento degli impianti termoelettrici tradizionali. Ciò impatterà i ricavi sui mercati delle unità di generazione che, a loro volta, rischieranno quindi la dismissione non essendo più nelle condizioni di coprire i propri costi.

Al fine di valutare le possibili implicazioni di quanto sopra, viene effettuata l'analisi di sostenibilità economica degli impianti (EVA) che si pone l'obiettivo di determinare se i soli impianti che nello scenario risultano in grado di coprire i propri costi siano sufficienti a garantire lo standard di adeguatezza del sistema.

FIGURA 14 **Capacità nominale (GW) economicamente non sostenibile per tecnologia, medio termine (2028)**

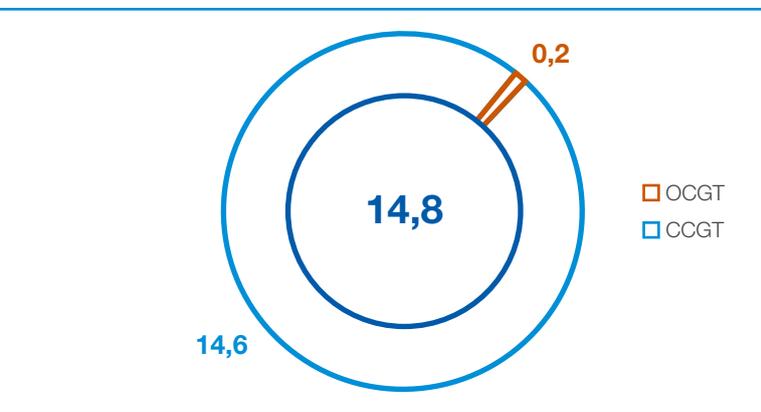
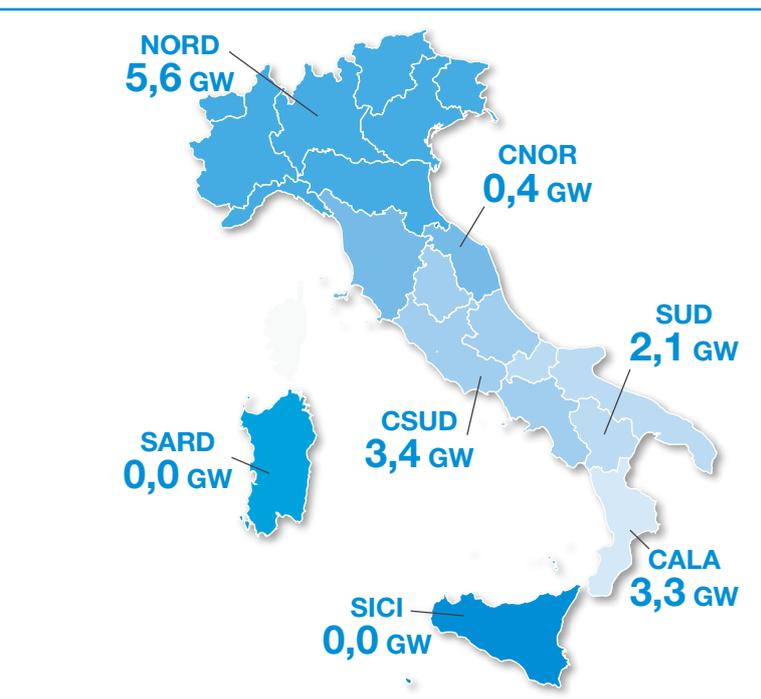


FIGURA 15 **Capacità massima termoelettrica economicamente non sostenibile, nel medio termine: distribuzione zonale**



L'analisi è stata svolta attraverso un processo iterativo volto a simulare l'effetto di un graduale decommissioning delle UP termoelettriche "in perdita", permettendo così di valutare anche come la dismissione di un primo gruppo di UP possa comportare un aumento del margine di profitto delle rimanenti, consentendone in alcuni casi, il recupero dei costi fissi evitabili.

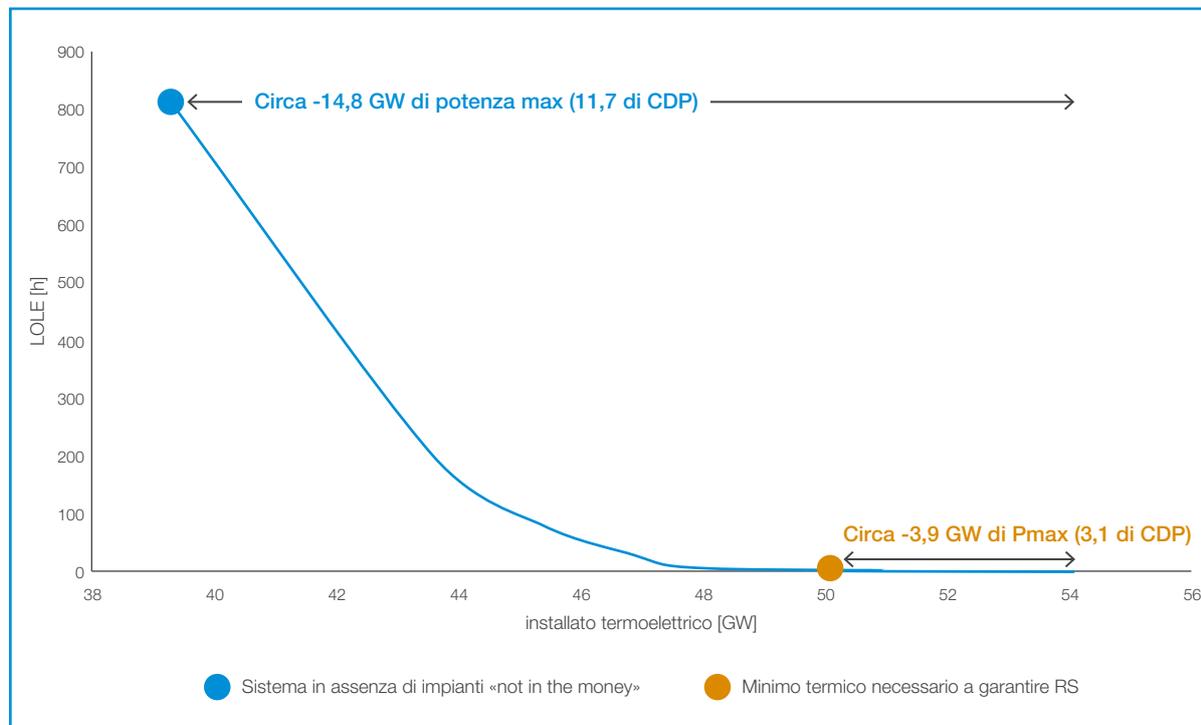
I dettagli relativi alla metodologia applicata sono descritti in 5.2.1 (Analisi di sostenibilità economica degli impianti). In particolare, si definisce un perimetro di impianti che potrebbe essere a rischio decommissioning. Tale perimetro "missing money" esclude ad esempio (i) gli impianti cogenerativi e/o legati a cicli produttivi industriali che conseguono dei profitti ulteriori rispetto a quelli inerenti ai mercati dell'energia e (ii) tutti gli impianti nuovi e ripotenziati che hanno partecipato alle aste per il 2022, 2023 e 2024 del mercato della capacità aggiudicandosi un premio per 15 anni. Complessivamente, il perimetro "missing money" è composto da circa 20 GW a fronte di circa 54 GW di capacità termica complessiva.

L'analisi EVA svolta per l'anno orizzonte 2028 (medio termine) ha evidenziato la presenza di circa **14,8 GW di potenza termica non in grado di coprire i propri costi fissi evitabili**.

In *Figura 14* è riportata la suddivisione per tecnologia, mentre in *Figura 15* è riportata la distribuzione fra le varie aree del sistema di tale capacità.

La dismissione per motivi economici di questi impianti (circa 14,8 GW di capacità) determinerebbe un valore di LOLE ben superiore allo standard di adeguatezza (Figura 16) e con criticità distribuite su tutte le aree del sistema (Figura 17).

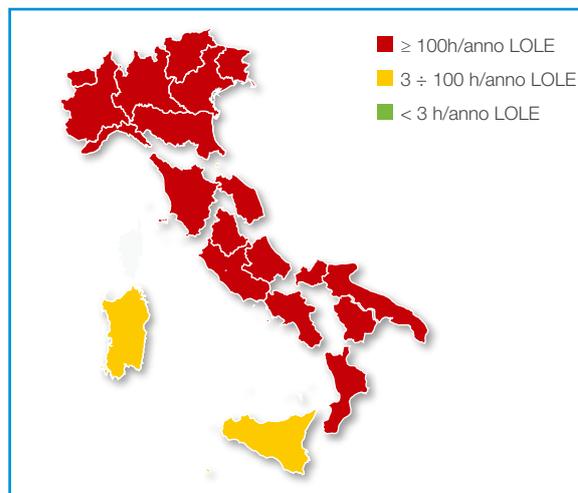
FIGURA 16 *Impatto della dismissione della generazione termoelettrica economicamente non sostenibile. Variazione Pmax - LOLE*



Dal grafico sopra si evince come il sistema oltrepassi le condizioni di adeguatezza in corrispondenza di una dismissione di circa 3,9 GW del parco termoelettrico.

Quindi, anche assumendo che nell'orizzonte temporale di analisi vengano effettivamente realizzate tutte le condizioni previste nello scenario, il **sistema elettrico avrà bisogno di un valore minimo pari a circa 50,2 GW di potenza massima termoelettrica**, mentre l'analisi EVA ha dimostrato che, senza opportuni meccanismi per il mantenimento in esercizio della capacità necessaria, il sistema si porterebbe ad un punto di equilibrio pari a circa 39,3 GW di potenza massima termoelettrica, con un gap di circa 11 GW ed un livello inaccettabile di LOLE.

FIGURA 17 *Impatto della dismissione della generazione economicamente non sostenibile, valore LOLE per ZDM (39,3 GW di centrali termoelettriche rimanenti)*



4.2.2 L'adeguatezza nel medio termine: condizioni climatiche critiche

Nonostante le condizioni descritte nel paragrafo 4.2 rappresentino un sistema adeguato, permangono dei rischi dovuti al verificarsi di condizioni climatiche estreme come quelle accadute nel 2022 (estrema e prolungata siccità, temperature elevate e livello dei fiumi troppo basso). Tali condizioni climatiche non sono ancora presenti nell'ultima versione del database climatico rilasciato da ENTSO-E per le analisi di medio-lungo termine, pertanto, è stato necessario ricostruire *ad hoc* tali condizioni, anche a causa delle specificità che le caratterizzano.

Queste circostanze climatiche comportano un aumento della richiesta di energia elettrica, una riduzione della generazione idroelettrica (scarsa disponibilità di acqua nei letti dei fiumi e negli invasi) e una diminuzione della potenza disponibile degli impianti termoelettrici. Quest'ultima è causata dall'effetto derating da fenomeni di ATS e/o per il basso livello dei fiumi che compromette l'utilizzo degli organi di raffreddamento degli impianti. Tutto ciò si è verificato nel mese di luglio '22, comportando una indisponibilità massima di circa 20 GW di potenza termoelettrica in Italia. Di questi, 3,1 GW sono risultati eccezionalmente indisponibili nella zona Nord a causa del basso livello dei canali di raffreddamento degli impianti (peculiarità non replicabile nella base dati climatica che caratterizza le simulazioni di base).

Proprio con l'obiettivo di riprodurre la situazione vissuta nell'estate 2022, è stato simulato uno scenario di medio termine in cui avvenga ciò che è stato appena descritto:

- profilo orario del fabbisogno elettrico allineato al fabbisogno 2022;
- producibilità idroelettrica allineata a quanto verificatosi nel 2022;
- perdita di ulteriori 3,1 GW di potenza disponibile termoelettrica al Nord per ATS e livello dei canali troppo basso, in aggiunta ad avarie e a perdita di potenza per effetto del de-rating termico.

Dal risultato di quest'analisi si evincono rischi per l'adeguatezza in funzione dell'indisponibilità legata a condizioni climatiche estreme (rappresentate nel presente paragrafo) ed, in particolare, il sistema raggiunge il suo limite di adeguatezza considerando l'indisponibilità di soli 2,0 GW di capacità termoelettrica nella zona Nord, a fronte dei 3,9 GW dismettibili secondo l'analisi svolta in 4.2.1.

Si renderà, quindi, necessario individuare delle soluzioni per **migliorare la disponibilità** dell'attuale parco di generazione in condizioni estreme di alte temperature e di siccità dei canali (es. torri evaporative ad aria).

4.3 L'adeguatezza nel lungo termine (2033)

Analogamente a quanto detto per il medio termine, il lungo termine è caratterizzato da:

- generazione contrattualizzata nelle precedenti aste del Capacity Market;
- crescita del fabbisogno, delle FRNP e dei sistemi di accumulo coerenti con lo scenario FF55 (*Tabella 5*);
- evoluzione della capacità di scambio coerente con il Piano di Sviluppo '23, includendo la realizzazione di alcune opere HyperGrid quali HVDC Milano-Montalto, Central Link e parte dell'HVDC Adriatic.

**TABELLA 5 Scenario di lungo termine (2033),
principali ipotesi**

	VALORE CONSIDERATO NELLO SCENARIO
Fabbisogno	378,6 TWh
Fotovoltaico	90 GW
Eolico	32 GW
Accumuli	27,4 GW

Dalle analisi dello scenario di riferimento emerge che l'anno orizzonte di lungo termine, considerando gli aumenti di capacità FRNP e l'aumento della capacità di accumulo e **mantenendo tutta la capacità termoelettrica prevista** nel 2033 (*Figura 11*), si presenta pienamente adeguato con un valore di LOLE prossimo a 0 h/anno e comunque meno critico del medio termine per quanto riguarda l'adeguatezza del sistema.

Oltre alle condizioni appena descritte, le analisi di lungo termine sono state svolte anche considerando ulteriori dismissioni della capacità di generazione termoelettrica dovute alla possibile riduzione dei ricavi nei mercati dell'energia (*Figura 18*).

4.3.1 L'adeguatezza nel lungo termine: l'impatto dell'insostenibilità economica

Anche per il lungo termine, in analogia all'orizzonte temporale 2028, è stata condotta l'analisi di sostenibilità economica per valutare quanti impianti termoelettrici, fra quelli a rischio di dismissione a causa dell'aumento della potenza installata FRNP (perimetro "missing money"), siano in condizioni di profittabilità economica e quantificare la conseguente potenziale dismissione nell'anno orizzonte 2033.

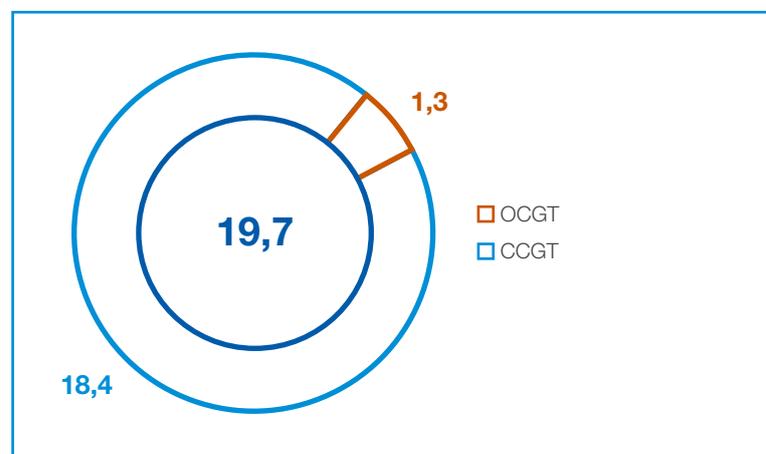
Tale perimetro "missing money" consta di circa 20 GW ed, analogamente a quanto fatto per il medio termine, esclude ad esempio (i) gli impianti cogenerativi e/o legati a cicli produttivi industriali che conseguono dei profitti ulteriori rispetto a quelli inerenti ai mercati dell'energia e (ii) tutti gli impianti nuovi e ripotenziati che hanno partecipato alle aste per il 2022, 2023 e 2024 del mercato della capacità, aggiudicandosi un premio per 15 anni.

L'analisi **EVA nel lungo termine** ha evidenziato **maggiori criticità rispetto al medio termine** relativamente al rischio legato alla chiusura e **dismissione di impianti termoelettrici** a causa dell'insostenibilità economica.

Infatti, l'**intero parco termoelettrico del perimetro EVA** risulta avere profitti inferiori rispetto ai propri costi e quindi **potenzialmente dismesso nel lungo termine** (Figura 18).

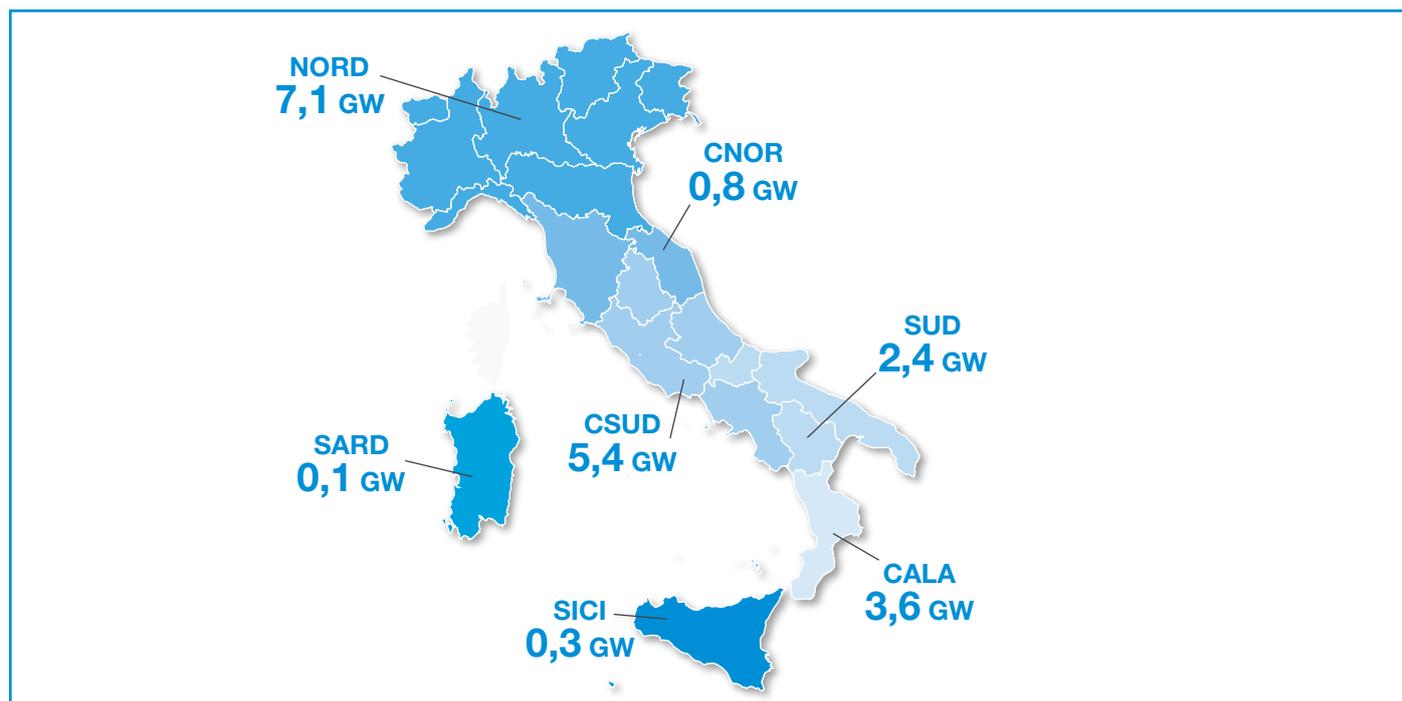
Questo è principalmente dovuto all'incremento di capacità di impianti fotovoltaici (90,5 GW), eolici (32,2 GW) e accumuli (27,4 GW) prevista al 2033 che rende sempre più irregolare e ridotto il tempo di funzionamento degli impianti termoelettrici.

FIGURA 18 **Capacità nominale (GW) economicamente non sostenibile per tecnologia, lungo termine (2033)**



In particolare, la distribuzione zonale delle dismissioni prevista per "missing money" è rappresentata in Figura 19.

FIGURA 19 **Capacità massima termoelettrica economicamente non sostenibile nel lungo termine: distribuzione zonale**



4. Principali risultati e conclusioni

L'andamento del LOLE nazionale in funzione della progressiva dismissione di capacità termoelettrica è descritto in [Figura 20](#). Nel lungo termine, lo standard di adeguatezza viene rispettato anche dismettendo circa 12,8 GW¹¹ di impianti termoelettrici (circa 9 GW in più rispetto alle analisi di medio termine). La dismissione dell'intero perimetro non sostenibile economicamente (19,7 GW), invece, comporta un valore di LOLE non ammissibile.

FIGURA 20 *Impatto della dismissione della generazione termoelettrica economicamente non disponibile, variazione Pmax-LOLE*

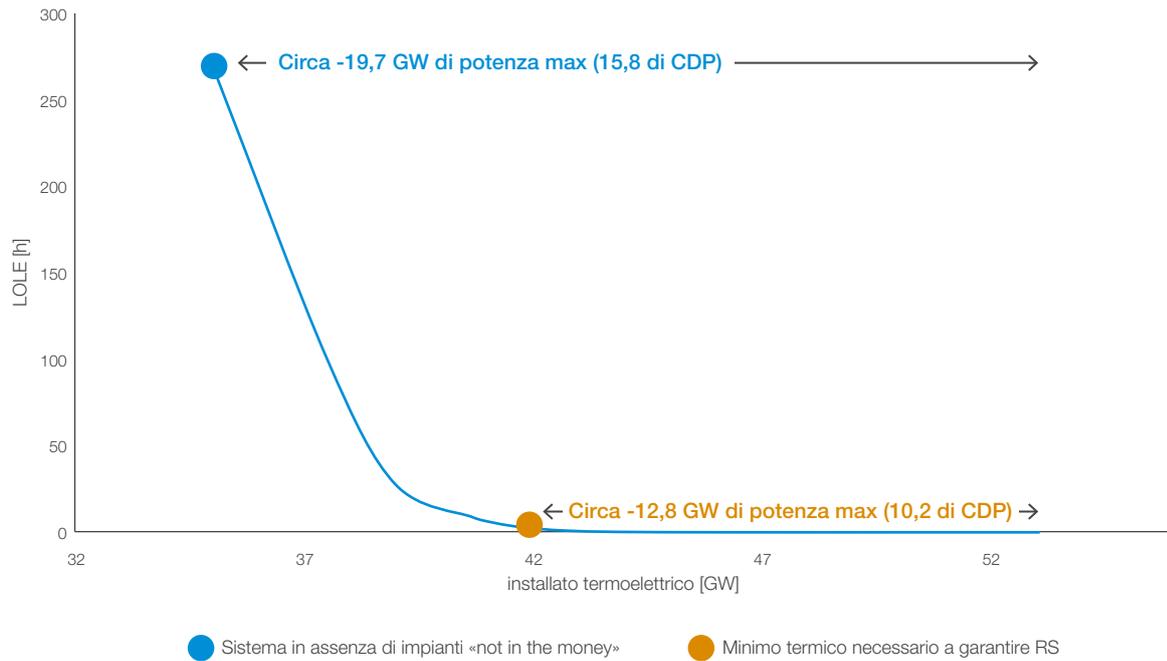


FIGURA 21 *LOLE per aree, lungo termine*



Nell'ipotesi di dismissione di tutte le unità di produzione del perimetro EVA, solo la Sicilia risulta riuscire a garantire la copertura del proprio carico zonale senza compromettere lo standard d'adeguatezza ([Figura 21](#)) prevalentemente grazie alla grande espansione delle FRNP nel territorio e allo scarso impatto che hanno su questa zona di mercato le dismissioni per insostenibilità economica.

¹¹ Il valore massimo di capacità termoelettrica "dismettibile", per cui verrebbe comunque rispettato il Reliability Standard di 3 ore di LOLE, dipende da molteplici fattori, come lo specifico impianto dismesso e la zona di mercato in cui si trova.

4.4 Conclusioni

Nel **medio termine** (2028), le analisi hanno evidenziato come la contemporanea presenza di quanto già contrattualizzato nelle aste del CM ('22, '23 e '24), di quanto previsto dal Piano di Sviluppo della RTN (in particolare il Tyrrhenian link e l'Adriatic Link), in **assenza di ulteriori dismissioni, oltre a quelle già previste per gli impianti a carbone, il sistema elettrico italiano risulterebbe mediamente adeguato** e non necessita di nuova capacità.

Tuttavia, fenomeni meteorologici estremi, come quelli occorsi nell'estate del 2022 e che rischiavano, date le premesse, di ripresentarsi anche nel corso del 2023, possono compromettere la disponibilità del parco di generazione italiano e, conseguentemente, incidere in maniera significativa sull'adeguatezza del sistema.

Pertanto, oltre a garantire il mantenimento in esercizio di una quantità di generazione termoelettrica sufficiente attraverso meccanismi di contrattualizzazione a termine, è necessario promuovere – attraverso il mercato della capacità – l'adeguamento degli impianti termoelettrici dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, attraverso interventi che riducano la dipendenza della produzione di tali impianti dalla disponibilità e dalle temperature dell'acqua, nei periodi più critici dell'anno dal punto di vista dell'adeguatezza del sistema. Con tale obiettivo, tramite un atto di indirizzo, il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha chiesto a Terna di modificare la Disciplina del mercato della capacità.

Potenziati **rischi di adeguatezza vengono ulteriormente attenuati nel lungo termine** (2033) grazie al contributo derivante dallo sviluppo pianificato di FRNP, accumuli e infrastrutture di rete, qualora non vi fossero ulteriori dismissioni oltre quelle previste dagli scenari di riferimento.

Specifiche analisi sulla sostenibilità economica degli impianti di generazione termoelettrica (EVA-Economic Viability Assessment) hanno mostrato, tuttavia, come nel medio e lungo termine le ore di funzionamento attese degli impianti tendono a ridursi comportando un potenziale **decommissioning di 14,8 GW nel medio termine e 19,7 GW nel lungo termine**.

Entrambi gli anni orizzonte mostrano una evidente inadeguatezza nella condizione in cui si ipotizzano dismessi tutti gli impianti termoelettrici risultanti non sostenibili dall'analisi EVA. Al fine di mantenere il sistema elettrico italiano adeguato occorre mantenere in esercizio almeno 50,2 GW di installato termoelettrico nel medio termine e almeno 41 GW nel lungo termine.

Tale risultato conferma la necessità per il sistema elettrico, anche nel lungo termine, di un meccanismo di contrattualizzazione a termine tale da garantire il mantenimento in esercizio di un quantitativo minimo di capacità.

Infine, le analisi hanno evidenziato che, nella maggior parte delle simulazioni effettuate, le aree maggiormente critiche risultano essere il Nord, il Centro Nord e il Centro Sud, dove è concentrata la maggior parte della capacità termoelettrica e dove risiede circa l'80% del fabbisogno elettrico.

I periodi maggiormente rischiosi sono strettamente legati all'aumentare del carico residuo del sistema. In generale, quindi, si verificano in corrispondenza di un alto valore della domanda, legato tipicamente alle temperature più estreme in estate e inverno, e di un basso contributo della generazione fotovoltaica durante le fasce serali/notturne.



9.401.00

397.66 230

604.88

92.917

211.27

177.72

677962663.92728

91 89.93

2.36 41.65

2.36

03.95

134.69

83.48

92.37

187

140

049.81

158.00

213

9.401.00

12.674.40

DN

JANUARY FEBRUARY MARCH APRIL MAY JUN JULY AUGUST SEPTEMBER

145.97 63.51 59.93 52.9 52.24 107.6

114.65 68.53 57.49 59.28 28.14 27

175.88 158.17 155.21 181.75 11.72

179.77 247.49 201.21 17.87 22

420.23 24.94 01

13.06 241.8

139.72 15.37

101.18

69.77

2.472.26

84.81 109 99.47 135.98 8.019.79

58.34 197.41 68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

197.41

68.72 8.108.48

78.21

107.21

68.02

103.95

100.98

99.99

99.99

84.81

109 99.47

135.98 8.019.79

58.34

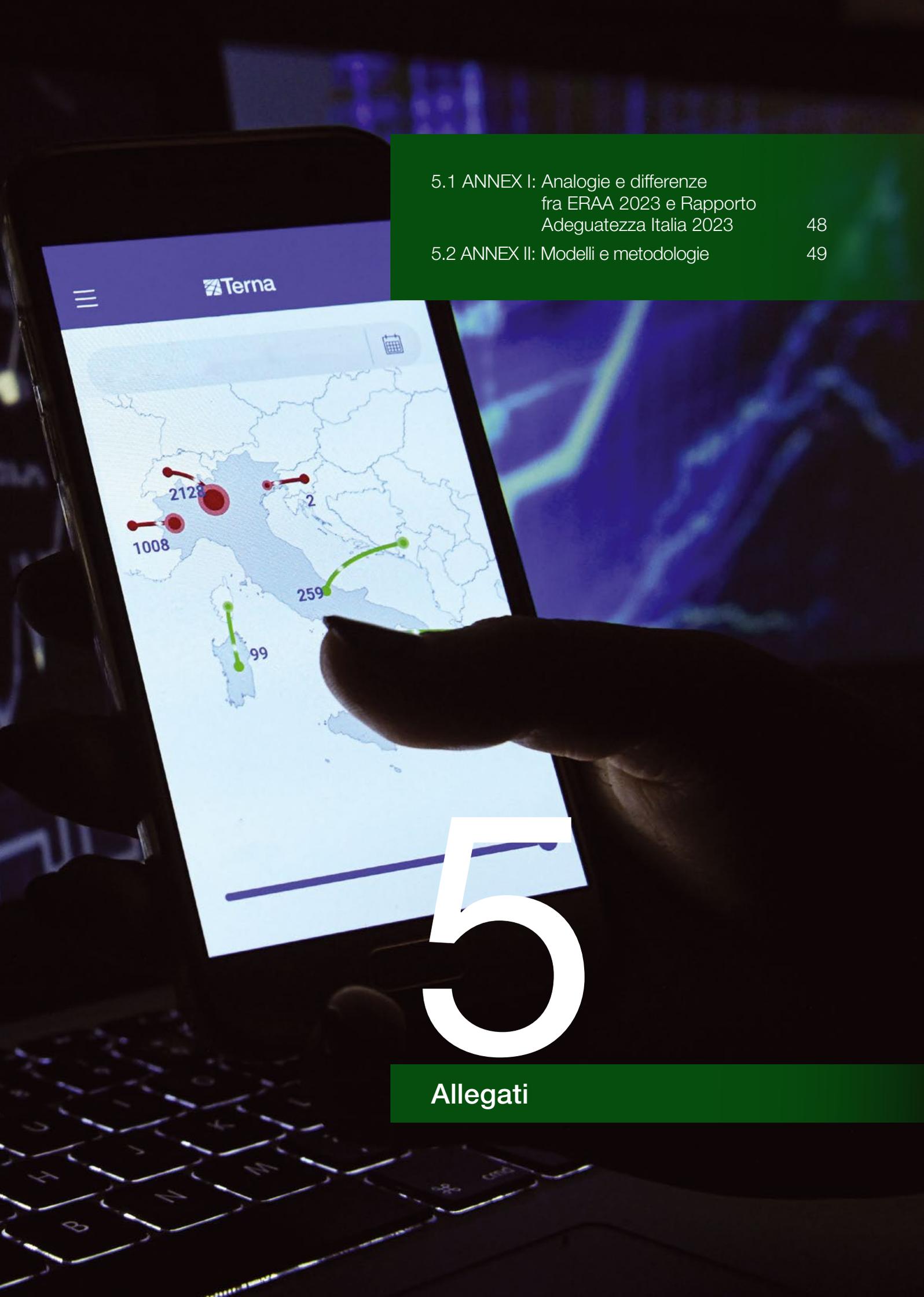
197.41

5.1 ANNEX I: Analogie e differenze
fra ERAA 2023 e Rapporto
Adeguatezza Italia 2023

48

5.2 ANNEX II: Modelli e metodologie

49



5

Allegati

Allegati

5

5.1 ANNEX I: Analogie e differenze fra ERAA 2023 e Rapporto Adeguatezza Italia 2023

Il documento ERAA 2023 di ENTSO-E (ERAA23) in corso di pubblicazione, contiene analisi riferite al 2025, 2028, 2030 e 2033. Lo scenario di riferimento per le analisi è stato elaborato a partire da dicembre 2022 e si basa sui dati inclusi nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022 (target FF55). La rete di trasmissione nazionale è allineata a quanto pubblicato nel PdS 2023.

A differenza del presente rapporto, ERAA analizza la sostenibilità economica degli impianti attraverso un approccio basato sulla minimizzazione dei costi di sistema anziché sulla analisi puntuale della marginalità di ciascun impianto, e considera una disponibilità dell'import molto maggiore che, anche alla luce dei recenti eventi, risulta, a parere di Terna, eccessivamente ottimistica.

ERAA23, inoltre, non fornisce, a differenza del rapporto nazionale, indicazioni sul minimo termico necessario per rispettare il RS (3 h/anno), ma si limita a indicare l'adeguatezza del sistema a fronte di uno specifico scenario di generazione, ottenuto attraverso l'applicazione dell'analisi di sostenibilità economica descritta brevemente in precedenza.



5.2 ANNEX II: Modelli e metodologie

5.2.1 Analisi di sostenibilità economica degli impianti

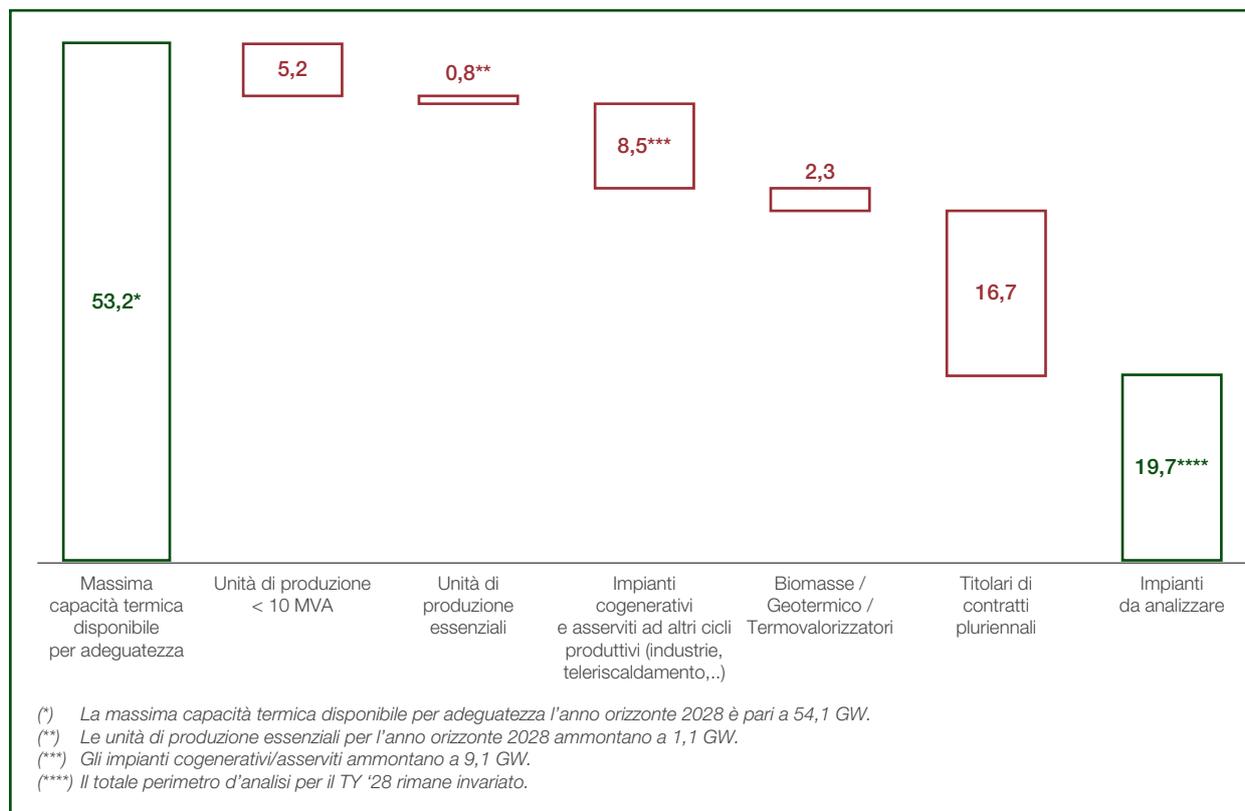
5.2.1.1 Perimetro dell'analisi

L'obiettivo dell'analisi di sostenibilità economica degli impianti è quello di verificare la loro redditività nell'intervallo temporale di riferimento in modo da determinare la capacità di generazione potenzialmente soggetta a dismissione a causa di valori negativi del margine di profitto.

L'analisi si concentra sulle sole unità di produzione rilevanti (UPR) escludendo:

- gli impianti asserviti ad altri cicli produttivi che conseguono dei profitti ulteriori rispetto a quelli inerenti ai mercati dell'energia (es. impianti cogenerativi e/o legati a cicli produttivi industriali), potenzialmente determinanti per la profittabilità dell'impianto stesso (il dato di marginalità attesa non è facilmente simulabile);
- gli impianti essenziali, che rimangono operativi indipendentemente dalla loro sostenibilità economica¹²;
- gli impianti indisponibili, perché in conservazione o mantenuti come riserva fredda¹³;
- tutti gli impianti nuovi e ripotenziati¹⁴ che hanno partecipato alle aste per il 2022, 2023 e 2024 del mercato della capacità aggiudicandosi un premio per 15 anni.

FIGURA 22 Analisi di sostenibilità economica: perimetro



Il risultato è riportato in *Figura 22*, dove si può vedere che la capacità termica considerata nell'analisi sarà di circa 19,7 GW.

¹² Ipotesi conservativa sulla base delle più recenti informazioni disponibili.

¹³ Ipotesi conservativa sulla base delle più recenti informazioni disponibili.

¹⁴ Gli impianti ripotenziati sono esclusi interamente dall'analisi.

5.2.1.2 Processo di analisi

Per la valutazione della sostenibilità economica degli impianti sono stati considerati i costi fissi evitabili intesi come tutti i costi sostenuti dal titolare dell'impianto indipendentemente dalla produzione dello stesso. Tali costi comprendono, in accordo con quanto previsto dalla metodologia ACER¹⁵, la:

- quota relativa alla manutenzione: in tale voce sono considerati tutti i costi inerenti alla manutenzione ordinaria, preventiva e predittiva (durante il normale esercizio dell'impianto);
- quota relativa alla manodopera: contiene i costi relativi al personale impiegato e al mantenimento dell'impianto;
- quota relativa all'assicurazione, ossia l'entità economica dell'assicurazione stipulata dal gestore dell'impianto.

Sono esclusi, invece, i costi per il trasporto gas. Per questi ultimi, infatti, è stata riscontrata una forte variabilità da impianto ad impianto, in particolare per gli OCGT, la quale rende difficile identificare un valore standard di riferimento.

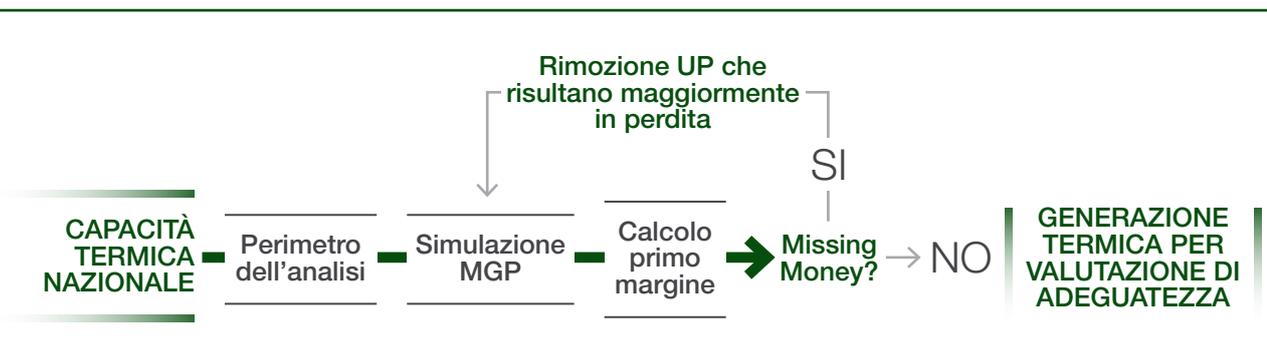
I costi fissi¹⁶ utilizzati per l'analisi sono riportati nella *Tabella 6*.

TABELLA 6 Costi fissi evitabili

TECNOLOGIA	COSTI FISSI EVITABILI [k€/MW-anno]
CCGT	15
OCGT	13

L'analisi è stata svolta attraverso un processo iterativo (*Figura 23*) volto a simulare l'effetto di un graduale decommissioning delle UP termoelettriche in perdita. Tale processo consente di valutare come la dismissione di un primo gruppo di UP aumenti il margine di profitto delle rimanenti, consentendo, in alcuni casi, il recupero dei costi fissi evitabili.

FIGURA 23 Processo iterativo di analisi



Per ogni ciclo del processo iterativo, per ogni UP, si stimano nell'anno di riferimento:

- ricavi MGP in funzione del prezzo marginale di mercato e di un ulteriore margine di guadagno legato a sua volta a eventuali condizioni di scarsità del mercato stesso;
- costi variabili di funzionamento ottenuti come somma del costo del combustibile, del costo di emissione della CO₂ e altri costi di esercizio (quali ad esempio i costi variabili di manutenzione, i costi di accensione,...);
- profitti MGP come differenza fra a. e b..

In tal modo è possibile calcolare l'EBITDA («Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization») come primo margine calcolato dai profitti MGP al netto dei costi fissi evitabili (*Tabella 6*). Tra le UP in «missing money» (EBITDA<0), quelle maggiormente in perdita sono considerate dismesse e non sono considerate all'iterazione successiva.

¹⁵ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

¹⁶ <https://www.arera.it/allegati/docs/21/370-21studio.pdf>

La stima dei ricavi MGP è effettuata attraverso una simulazione dello stesso mercato, basata, oltre che sullo scenario già descritto nel paragrafo 3, anche su una serie di assunzioni, in particolare:

- un set di condizioni climatiche di riferimento;
- producibilità delle risorse rinnovabili;
- commodities;
- limiti di transito con l'estero.

La scelta di un set di condizioni climatiche differenti, ovviamente, può determinare una variazione nei profili di produzione degli impianti di produzione termoelettrici, aumentando o riducendo i relativi ricavi. Tuttavia, un titolare di impianti termoelettrici, nella realtà, non può basare la sua strategia sul verificarsi o meno di specifiche condizioni climatiche.

Considerando, inoltre, l'orizzonte temporale dell'analisi, il 2028 e il 2033, e la progressiva riduzione dei costi del Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD) per effetto degli sviluppi di rete previsti, si ipotizza che la componente dei ricavi proveniente da tale segmento del mercato elettrico non sia più rilevante ai fini della determinazione del margine di profitto, e quindi viene trascurata.

Il processo iterativo prosegue fino a quando tutte le UP nel perimetro risultano essere «in money» ($EBITDA > 0$). Pertanto, si può ritenere che saranno ancora operative nell'anno di riferimento e potranno quindi contribuire all'adeguatezza del sistema.

Lo scenario così modificato, con un parco di generazione termoelettrico ridotto, viene successivamente valutato attraverso un approccio probabilistico al fine di ricavare gli indicatori di adeguatezza.



5.2.2 Analisi di adeguatezza

5.2.2.1 Simulazione del sistema elettrico

I due principali indicatori per la misura dell'adeguatezza di un sistema elettrico sono: l'energia non fornita in un anno (EENS), ed il numero di ore in un anno in cui il sistema non riesce a coprire la domanda (LOLE).

La stima di questi due indicatori può essere effettuata attraverso la simulazione probabilistica del sistema elettrico in esame su un arco temporale di un anno. Simulazione che richiede una serie di dati di input, fra i quali ad esempio:

- la generazione termica installata con relative caratteristiche tecniche;
- la generazione idrica, fotovoltaica ed eolica installata;
- la rete di trasmissione, rappresentata in modo semplificato attraverso la capacità di scambio (espressa come media pesata sui vari periodi dell'anno) a rete integra tra aree di mercato confinanti;
- i profili orari di generazione "imposta"¹⁷, ossia non vincolata agli ordini di merito economico;
- i profili orari di riduzione di capacità di scambio tra aree di mercato dovuti a manutenzioni programmate;
- il numero di settimane di manutenzione richieste da ciascun generatore;
- il profilo orario della temperatura, da cui si ricava il profilo di domanda;
- i profili orari di ventosità, irraggiamento e precipitazioni, da cui si ricavano i profili di generazione idrica, fotovoltaica ed eolica;
- i profili orari di indisponibilità di ciascun impianto di generazione termoelettrica per guasti accidentali;
- i profili orari di riduzione di capacità di scambio con le aree di mercato estere confinanti per fuori servizio accidentali.

Sulla base degli input sopra menzionati, si risolvono in ordine i seguenti problemi di ottimizzazione con diverso orizzonte temporale:

1. la programmazione oraria, su orizzonte annuale, della gestione dei bacini idroelettrici e definizione di un piano di manutenzione ottimizzato per la generazione termoelettrica;
2. il dispacciamento orario, su base settimanale, che rivede la precedente sulla base dei guasti selezionati dal modello.

Entrambi i problemi di ottimizzazione ricercano la configurazione che, rispettando i vincoli tecnici del sistema simulato, minimizzi il costo variabile di generazione. In particolare, nello unit-commitment si richiede il rispetto dei vincoli relativi alla riserva d'esercizio e al trasporto di potenza fra le diverse aree del sistema.

Come tutti i modelli, anche quello utilizzato nell'ambito delle analisi di seguito descritte presenta una serie di approssimazioni, fra cui:

- la risoluzione del bilancio domanda/generazione avviene all'interno di un unico mercato dell'energia (non si considerano mercati intraday, servizi di dispacciamento e di bilanciamento);
- l'assenza di strategie specifiche da parte dei produttori (condizione di "mercato perfetto").

¹⁷ Ad esempio, la generazione geotermica, da biomassa, e tutta la generazione soggetta a vincoli di esercizio (impianti essenziali).

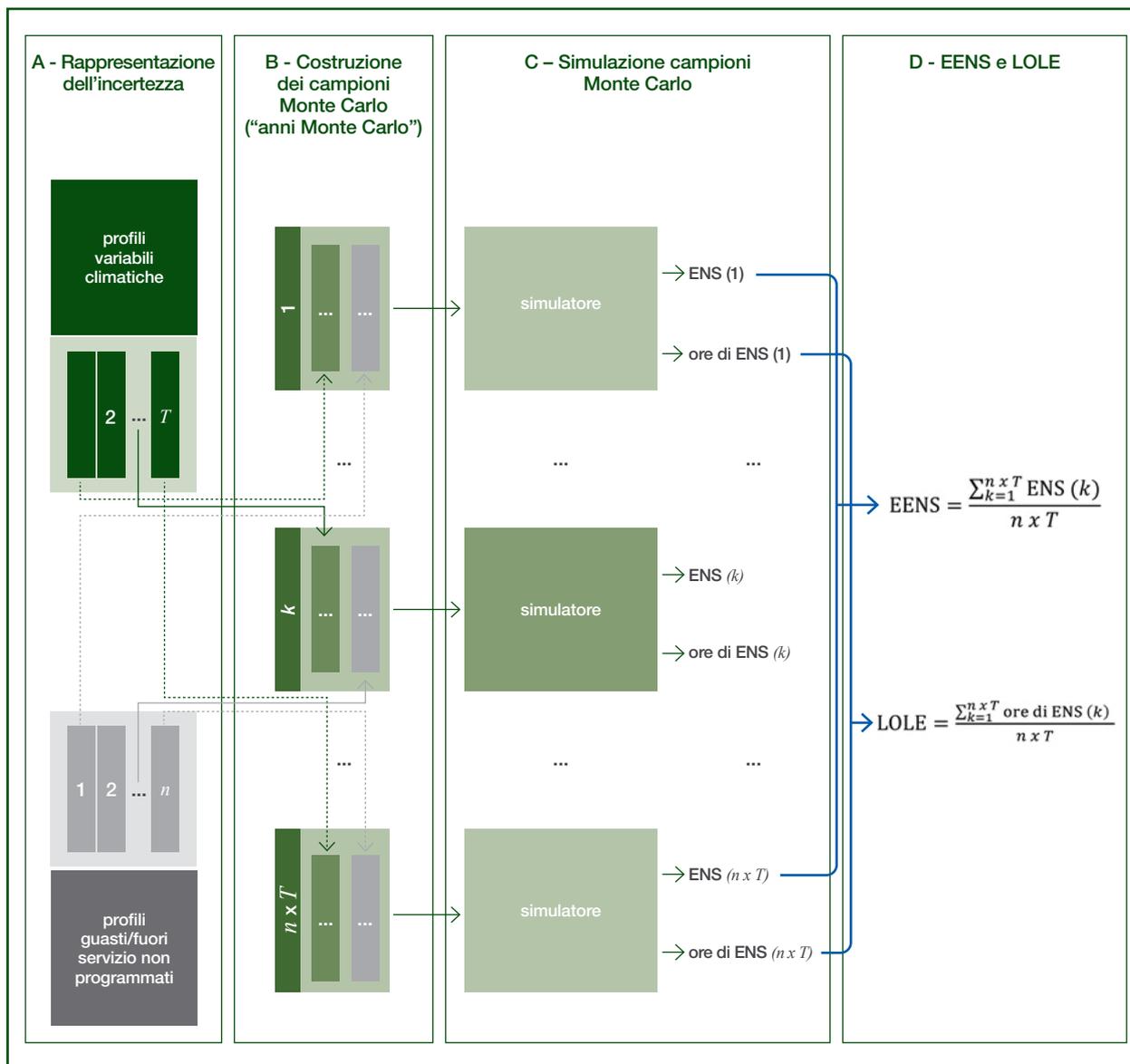
5.2.2.2 Approccio probabilistico

Il funzionamento quotidiano del sistema elettrico presenta una serie di elementi che, per loro natura, sono incerti tra cui:

- i fenomeni climatici (temperatura, ventosità, irraggiamento e precipitazioni);
- la disponibilità della generazione, che dipende anche dal verificarsi o meno di guasti;
- la disponibilità della capacità di trasmissione, che, come per la generazione, è legata anche ad eventuali guasti.

Tale incertezza è destinata, nei prossimi anni, a essere sempre più rilevante: l'elettrificazione dei consumi e la maggior quota di produzione da fonti rinnovabili aumenteranno la dipendenza di carico e generazione dai fenomeni climatici incerti, l'invecchiamento progressivo del parco termoelettrico renderà più probabile il guasto di alcune componenti e l'aumento di fenomeni climatici estremi espone alcuni elementi della rete di trasmissione ad una maggiore probabilità di fuori servizio. Per queste ragioni, una corretta valutazione dell'adeguatezza del sistema non può prescindere dall'utilizzo di un approccio probabilistico.

FIGURA 24 Sintesi approccio probabilistico



Un approccio probabilistico permette di considerare nelle simulazioni l'incertezza intrinseca di alcuni elementi di input. Attualmente, l'approccio probabilistico maggiormente utilizzato nell'ambito delle analisi di adeguatezza dei sistemi elettrici è il cosiddetto metodo Monte Carlo (*Figura 24*).

Il metodo Monte Carlo può essere riassunto come l'applicazione consecutiva delle seguenti azioni:

- A. si considera un campione di possibili valori e/o stati di funzionamento per tutti gli elementi potenzialmente incerti. Nella costruzione dei campioni si tiene conto della curva di distribuzione delle probabilità di accadimento di ciascuno degli stati di cui sopra;
- B. si costruisce un certo numero di campioni Monte Carlo (anche detti "anni Monte Carlo") con i diversi valori e/o stati di funzionamento individuati in A;
- C. si simula il funzionamento del sistema considerato nei diversi campioni Monte Carlo (anni MC) ottenuti in B e per ognuno di essi si calcolano gli indicatori di adeguatezza;
- D. si elabora la media annua sulla base dei risultati delle simulazioni del sistema descritte in C.

Nel seguito si descrivono con maggior dettaglio i quattro passaggi appena citati.

A. Incertezza in un sistema elettrico

Nell'analisi in oggetto l'incertezza è rappresentata principalmente:

- dalle variabili climatiche: ricavate sulla base di dati storici e opportunamente aggiornate per considerare i fenomeni di cambiamento climatico. Le variabili climatiche sono considerate completamente correlate: nella costruzione di un campione Monte Carlo si utilizzano sempre profili di temperatura, ventosità, irraggiamento e precipitazioni provenienti dallo stesso "anno climatico";
- dalla disponibilità della generazione e della capacità di scambio tra aree: valutata attraverso una sequenza di estrazioni casuali che simula il verificarsi di guasti di generatori e linee.

B. Costruzione dei campioni Monte Carlo ("anni Monte Carlo")

I vari anni MC da analizzare sono ottenuti raggruppando, per ciascuna zona di mercato, le condizioni climatiche associate ad uno stesso anno climatico con i profili di disponibilità per ciascun generatore nella zona di mercato e i profili di disponibilità della capacità di scambio con le aree confinanti. Gli anni Monte Carlo così costruiti sono considerati tutti equiprobabili, in quanto la probabilità di accadimento viene considerata nella numerosità complessiva degli anni MC simulati che includono la stessa variabile elementare.

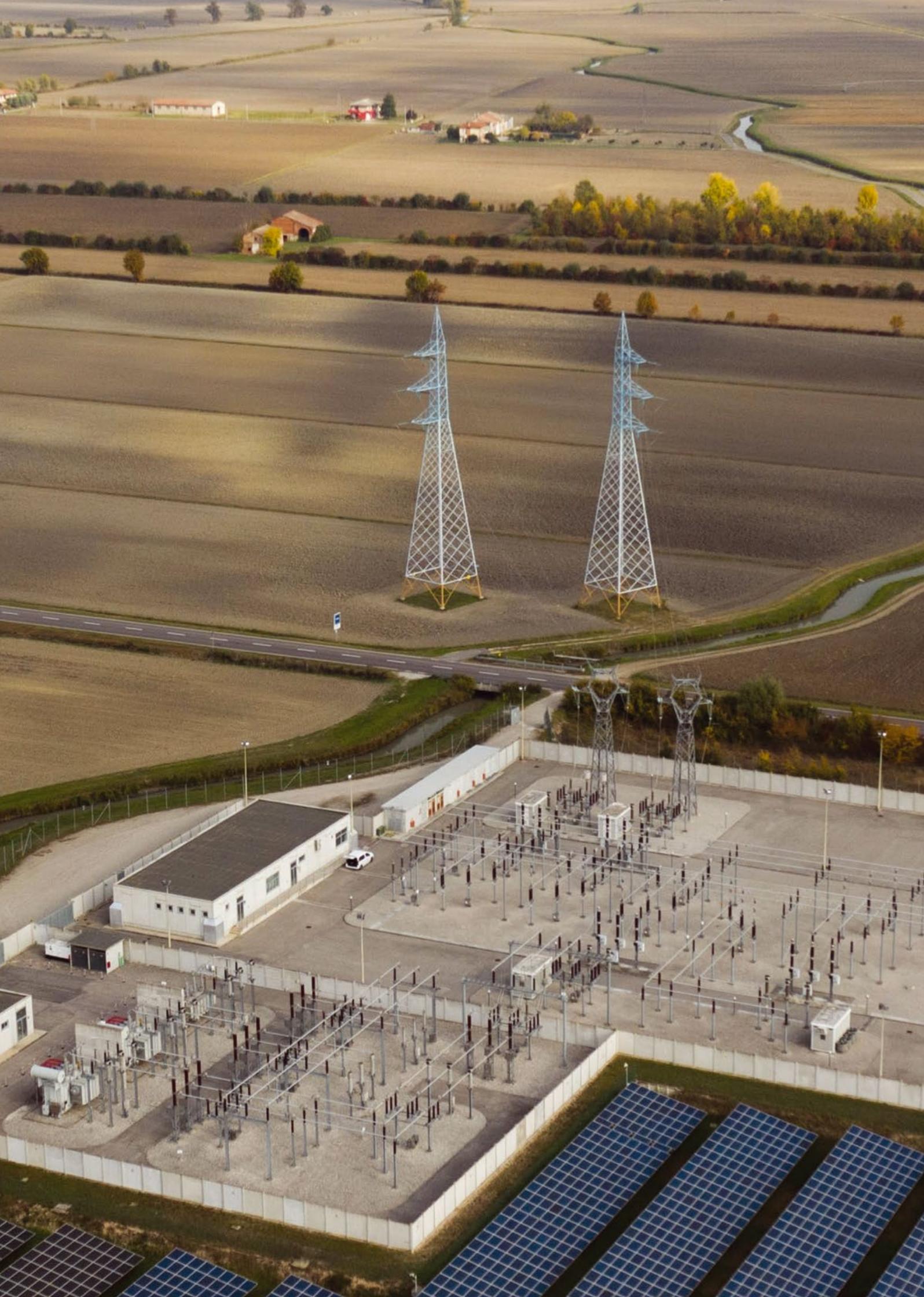
C. Simulazione dei campioni Monte Carlo

Per ogni anno MC generato si simula il funzionamento del sistema elettrico e si ricavano gli indicatori di adeguatezza tramite il calcolo dell'indice ENS (*Energy Not Supplied, MWh*), inteso come la quota parte di domanda non fornita, ed il numero di ore in cui tale valore è diverso da zero.

D. EENS e LOLE

L'ultimo step del processo è il calcolo del valore medio dell'ENS di tutti gli anni MC simulati che rappresenta l'*Expected Energy Not Supplied (EENS)*. Analogamente, la media delle ore, per ogni anno MC, in cui il valore di ENS è differente da zero rappresenta il Loss of Load Expectation (LOLE).

Per ogni "anno climatico" si ottiene quindi un valore di EENS e LOLE ottenuto dalla media degli anni MC simulati in quelle date condizioni di temperatura, irraggiamento e ventosità. I valori complessivi di EENS e LOLE sono calcolati come media di quelli ottenuti per i diversi anni climatici.



Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

