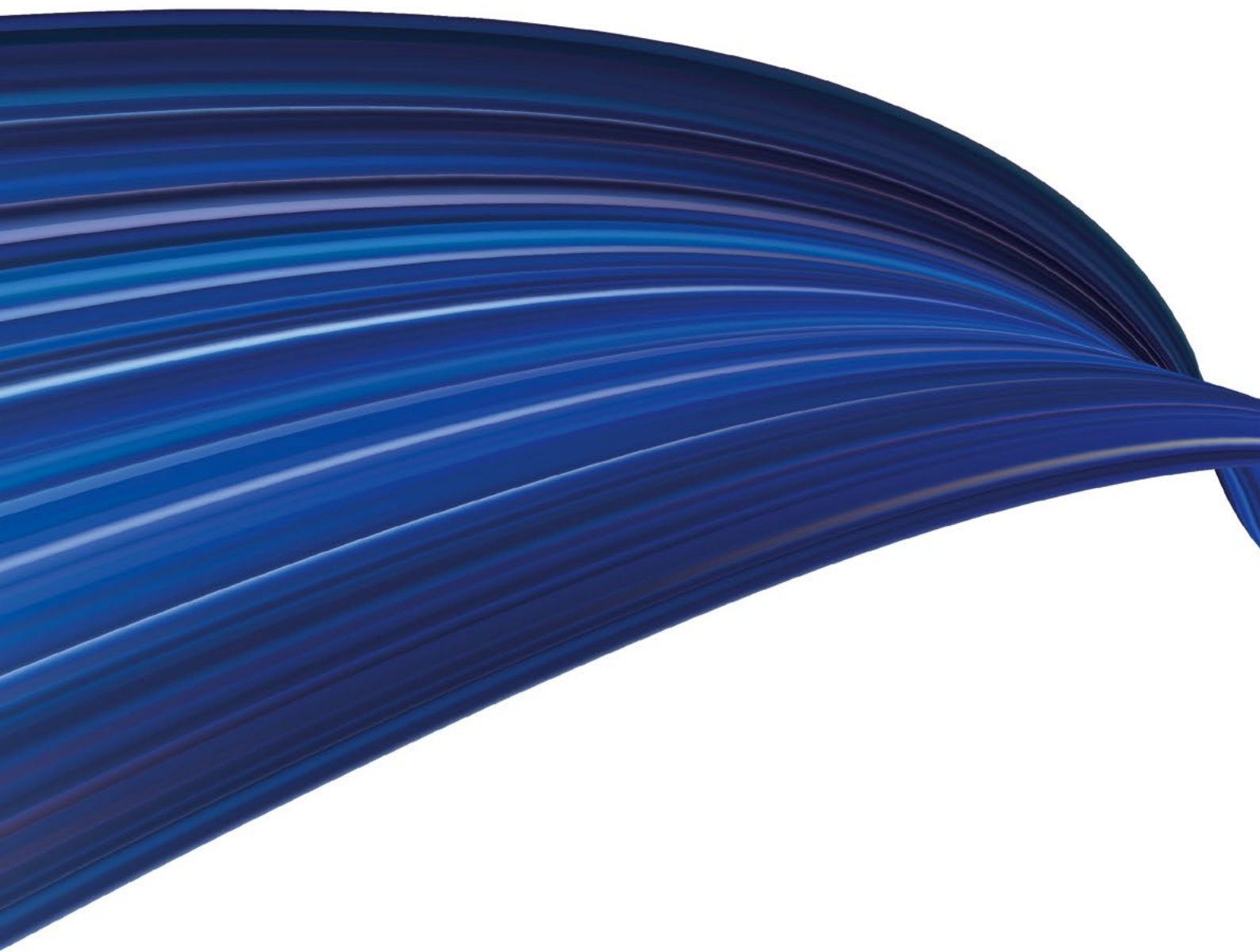


2022

RAPPORTO
ADEGUATEZZA
ITALIA





Driving Energy

Siamo il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa.

EsercitiAMO il ruolo di **regista e abilitatore della transizione ecologica** per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente.

Sostenibilità, innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

Abbiamo la grande responsabilità di assicurare l'energia al Paese garantendone **la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo**.

Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, perseguendone lo **sviluppo e l'integrazione con la rete europea**, assicurando in sicurezza **parità di accesso a tutti gli utenti**.

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business portando in Italia e all'estero le nostre competenze e la nostra esperienza.

Executive Summary

INTRODUZIONE E OBIETTIVI

Il sistema elettrico italiano, così come quello europeo, sta attraversando cambiamenti significativi, spinto dai target di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (con l'obiettivo di arrivare alla "carbon neutrality" per il 2050) contenuti nel pacchetto legislativo Fit for 55 e, più recentemente, dalla necessità di raggiungere l'indipendenza dai combustibili fossili russi, come descritto nel piano RepowerEU.

Il raggiungimento di questi due obiettivi passa attraverso l'integrazione nel sistema elettrico di maggiori volumi di generazione da fonte rinnovabile non programmabile (FRNP) accompagnato dallo sviluppo delle opere di rete e della capacità di accumulo necessarie.

La progressiva sostituzione della generazione termoelettrica con fonti non programmabili implica la necessità di affrontare e superare importanti sfide nella gestione del sistema elettrico, quali:

- **garantire la adeguatezza del sistema anche a fronte della possibile dismissione di una parte della capacità termoelettrica**, considerando la aleatorietà delle FRNP e quantificando opportunamente il contributo di accumuli ed import;
- **una progressiva riduzione della potenza regolante e dell'inerzia**, a seguito della **sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile**;
- **un aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo delle FER non omogeneo** rispetto ai centri di consumo;
- **un forte inasprimento delle 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, più recentemente, 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.

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 e lungo termine.

L'adeguatezza¹ consiste nell'assicurare che la capacità produttiva disponibile, comprese le importazioni e gli accumuli, sia sufficiente a soddisfare la domanda di energia richiesta in ogni ora e in ogni zona 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 il MiTE ha definito in **3 hh/anno** il valore massimo di LOLE (Reliability Standard del sistema). Tale valore è conseguenza dello studio effettuato da Terna sulla base delle indicazioni ACER (Decisione 23/2020) e commissionato da AREGA con la Delibera 507/2020/R/eel².

Scopo delle analisi descritte nel presente Rapporto è duplice: valutare, negli scenari considerati, la capacità del sistema di rispettare il Reliability Standard (RS) e indicare le condizioni minime necessarie affinché questo possa avvenire.

¹ Nel linguaggio comune l'**adeguatezza** è spesso confusa con la **sicurezza** che, a contrario della prima, rappresenta la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso.

² <https://www.arera.it/allegati/docs/21/370-21studio.pdf>

A questo secondo scopo le analisi sono state effettuate con un approccio modellistico dettagliato illustrato sinteticamente in Annex: **ai soli fini della rappresentazione sintetica dei risultati si è ritenuto utile esprimerli anche attraverso il concetto di Capacità Disponibile in Probabilità (CDP)**, introdotto con le aste del Capacity Market, che consente di confrontare il contributo alla adeguatezza di tecnologie diverse riducendo convenzionalmente la potenza efficiente netta attraverso appositi tassi di de-rating che tengono conto dell'effettiva disponibilità di ciascuna specifica risorsa³.

Il RAI 2022 (RAI22) introduce inoltre per la prima volta, in coerenza con quanto indicato da ACER nella Decisione 24/2020, **l'analisi di sostenibilità economica degli impianti**. 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 in grado di garantire il mantenimento in efficienza degli impianti di generazione necessari.

Le analisi sono state effettuate su due orizzonti temporali distinti, medio e lungo termine, entrambi coerenti con lo scenario di policy Fit-For-55 (FF55) pubblicato a Luglio 2022 da Terna e Snam all'interno del Documento di Descrizione degli Scenari 2022 (DDS22)⁴ in ottemperanza al Parere 574/2020/R/eel e alla Delibera 539/2020/R/gas.

In particolare, è stato preso in esame un orizzonte di **medio termine (2027-2028)** in cui lo stato del sistema è caratterizzato dalla completa dismissione degli impianti a carbone e olio, dalla presenza in servizio di tutti gli impianti di generazione e accumulo contrattualizzati durante le precedenti aste del Capacity Market (inclusi gli impianti che ad oggi non hanno ancora conseguito il titolo autorizzativo), nessuna dismissione ulteriore del parco di generazione convenzionale e dalla presenza nel sistema del Tyrrhenian Link (che collega il continente alle due isole maggiori).

Nell'orizzonte temporale di più **lungo termine (2030-2032)** il sistema è invece identico a quello descritto nello scenario FF55 2030 (cfr. DDS 2022).

³ Vedi approfondimento metodologico in **5.3**.

⁴ https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf

PRINCIPALI EVIDENZE DELLE ANALISI E ESIGENZE DEL SISTEMA ELETTRICO

Prima di illustrare i risultati puntuali delle analisi è opportuno evidenziare alcuni elementi comuni che caratterizzano ai fini dell'adeguatezza gli scenari futuri e che richiedono una sempre più attenta analisi delle possibili implicazioni soprattutto in termini di strategia energetica nazionale e di propensione al rischio del sistema paese:

- **i cambiamenti climatici in atto**, con le conseguenti esasperazioni di condizioni eccezionali per temperatura e piovosità, hanno effetti potenzialmente negativi e moltiplicativi sulla adeguatezza del sistema in quanto impattano contemporaneamente sia sulla domanda (a seguito della progressiva elettrificazione degli usi finali ivi inclusa la climatizzazione) sia sulla capacità di generazione (idroelettrico, solare, eolico per ovvi motivi, ma anche termico convenzionale per gli effetti delle alte temperature sul derating e sui limiti per il raffreddamento degli impianti)
- **è molto rischioso, negli scenari energetici futuri, dare per scontato che l'import sarà sempre disponibile in condizioni critiche per la adeguatezza:** la progressiva dismissione della capacità convenzionale per insostenibilità economica è un fenomeno che interesserà tutti i paesi europei generando una situazione di complessiva carenza di capacità programmabile, cui si aggiungono fenomeni contingenti come la crisi gas e l'indisponibilità del nucleare francese.

Venendo ai risultati delle analisi, nel **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) 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 di una situazione di periodi prolungati di alte temperature, bassa piovosità e una contemporanea riduzione della disponibilità di import** dai paesi confinanti. Alte temperature e bassa piovosità determinano infatti picchi nella richiesta di energia elettrica per climatizzazione e, allo stesso tempo, indisponibilità di generazione idrica e termoelettrica (dovuta a sua volta a fenomeni di derating termico per alta temperatura agli scarichi e basso livello dei corsi d'acqua) rendendo il sistema italiano dipendente dall'import alla frontiera Nord per garantire la continuità del servizio. Le analisi effettuate hanno dimostrato che se tale disponibilità venisse meno proprio in corrispondenza di queste situazioni di particolare stress **si determinerebbe un LOLE superiore alle 20 h/anno**.

Tali condizioni sono considerate poco probabili dai modelli probabilistici "tarati" sui dati storici ma, come descritto nel presente documento, si sono effettivamente verificate proprio nell'estate del 2022.

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 opportuno individuare delle soluzioni per migliorare la disponibilità dell'attuale parco di generazione nei casi di alte temperature e basso livello dei fiumi**, anche considerando le forti criticità di disponibilità del parco di generazione francese.

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 risulta ampiamente adeguato e **potrebbe quindi rinunciare**, oltre alle centrali a carbone già dismesse, **anche a una parte del parco di generazione a gas "inerziale"**.

Assumendo il verificarsi di tutte le ipotesi di scenario le simulazioni effettuate confermano che sarà necessario mantenere in efficienza un **valore minimo pari a 33 GW di CDP termica (corrispondenti a circa 40 GW di potenza nominale)** per garantire la adeguatezza del sistema elettrico. Tale valore risulta fortemente dipendente dalle ipotesi di scenario, tra le quali spiccano la capacità di trasporto tra le zone di mercato, la effettiva disponibilità di un contributo all'adeguatezza da parte dell'import dai paesi limitrofi, la presenza o meno dei volumi di FRNP e dei sistemi di accumulo.

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. **La dismissione della capacità "in uscita per insostenibilità economica" comporterebbe una riduzione del parco termoelettrico fino a circa 30 GW di CDP (corrispondenti a circa 37 GW di capacità nominale), ben 3 GW al di sotto del valore minimo necessario.** In tali condizioni il valore di LOLE salirebbe a circa 50 h/anno, che in assenza di import si porterebbe sopra le 200 h/anno.

Le analisi effettuate hanno evidenziato quindi che, **anche in un orizzonte di lungo termine, senza opportuni meccanismi per il mantenimento in esercizio della capacità minima necessaria il sistema si porterebbe ad un punto di equilibrio (in termini di capacità termica disponibile) non compatibile con i requisiti di adeguatezza**. Si conferma quindi il ruolo fondamentale della capacità termica anche negli scenari di lungo termine, con un progressivo spostamento dalla copertura del carico in energia (MWh) alla disponibilità a coprire i picchi di potenza (MW).

Le analisi hanno inoltre evidenziato che, nella maggior parte delle simulazioni effettuate, **le aree maggiormente critiche risultano essere il Centro Nord e il Centro Sud; l'area Nord diventa critica quando si assume una importante riduzione della disponibilità di import**.

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 di un basso contributo della generazione rinnovabile, soprattutto fotovoltaica (durante quindi le fasce serali/notturne).



Indice

1

Introduzione

11

- 1.1 Contesto normativo 12
- 1.2 I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia 12

2

Contesto del sistema elettrico italiano

15

- 2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica 16
- 2.2 Disponibilità dell'import ai fini dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano 18
- 2.3 Margini di adeguatezza del sistema elettrico 20

3

Scenario sistema elettrico

23

- 3.1 Il documento DDS 2022 e gli scenari considerati per le analisi 24
- 3.2 Fabbisogno elettrico 24
- 3.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili 26
- 3.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico 26
- 3.5 Capacità termoelettrica 27
- 3.6 La crescita della capacità disponibile in probabilità da FRNP e sistemi di accumulo prevista al 2030 27
- 3.7 Principali interventi di sviluppo interzonali e interconnessioni 28

4

Principali risultati e conclusioni

31

- 4.1 L'adeguatezza nel medio termine (2027-2028) 32
 - 4.1.1 L'adeguatezza nel medio termine:
impatto delle condizioni climatiche estreme 33
- 4.2 L'adeguatezza nel lungo termine (2030-2032) 33
 - 4.2.1 La capacità di generazione minima per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano 33
 - 4.2.2 La capacità di generazione minima per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano:
impatto delle variabili di scenario 36
- 4.3 La capacità di generazione economicamente non sostenibile
e l'impatto sull'adeguatezza del sistema 37
 - 4.3.1 La capacità di generazione economicamente non sostenibile e
l'impatto sull'adeguatezza del sistema: sistema in assenza di import 40
- 4.4 Conclusioni 41

5

Allegati

5.1 ANNEX I: Le analisi di adeguatezza europee	44
5.1.1 Analogie e differenze fra ERAA 2022 e Rapporto Adeguatezza Italia 2022	45
5.2 ANNEX II: Modelli e metodologie	46
5.2.1 Analisi di sostenibilità economica degli impianti	46
5.2.2 Analisi di adeguatezza	48
5.3 ANNEX III: Capacity Market e Capacità Disponibile in Probabilità (CDP)	51

INDICE DELLE FIGURE E TABELLE

Figura 1	Evoluzione capacità di generazione 2005-2021 [GW]	16
Figura 2	Capacità di generazione disponibile (esempio)	17
Figura 3	Massima capacità termica disponibile a supporto dell'adeguatezza del sistema [GW]	17
Figura 4	Import (GW) frontiera Nord: a) periodo invernale, b) periodo estivo	18
Figura 5	Margine minimo di adeguatezza (GW) 2013-2021	20
Figura 6	Evoluzione fabbisogno (TWh) al 2030	25
Figura 7	Evoluzione picco di carico (GW) al 2030	25
Figura 8	Evoluzione FRNP (GW) al 2030	26
Figura 9	Evoluzione capacità di accumulo (GW) al 2030	26
Figura 10	Massima capacità termica (potenza nominale) disponibile per adeguatezza (GW)	27
Figura 11	Capacità disponibile in probabilità (CDP) ipotizzata al 2030 per FRNP + accumuli (GW)	28
Figura 12	Evoluzione capacità di scambio (GW) fra aree al 2030	29
Figura 13	LOLE per aree, medio termine	32
Figura 14	LOLE per aree, medio termine (alte temperature e assenza di import)	33
Figura 15	Scenario FF55 2030, variazione CDP termoelettrica [GW] - LOLE	34
Figura 16	Scenario FF55 2030, valore LOLE per aree (33 GW di CDP termoelettrica)	34
Figura 17	Scenario FF55 2030, distribuzione temporale del rischio (con 33 GW di CDP termoelettrica)	35
Figura 18	CDP termoelettrica minima per garantire l'adeguatezza nel sistema nello scenario FF55 2030 [GW]	35
Figura 19	CDP potenza nominale termica minima [GW] per garantire l'adeguatezza del sistema nello scenario FF55 2030	36
Figura 20	Capacità nominale economicamente non sostenibile per tecnologia (GW)	37
Figura 21	Capacità nominale non economicamente sostenibile: distribuzione zonale	37
Figura 22	Impatto della dismissione della generazione economicamente non sostenibile, variazione CDP-LOLE	38
Figura 23	Impatto della dismissione della generazione economicamente non sostenibile, valore LOLE per aree (con 30,5 GW CDP termoelettrica)	39
Figura 24	Scenario FF55 2030, distribuzione temporale del rischio (con 30,5 GW di CDP termoelettrica)	39
Figura 25	Scenario FF55 2030, distribuzione temporale del rischio (con 30,5 GW di CDP termoelettrica e Assenza del contributo dell'import)	40
Figura 26	Analisi di sostenibilità economica: perimetro (GW)	46
Figura 27	Processo iterativo di analisi	47
Figura 28	Sintesi approccio probabilistico	49
Tabella 1	Scenario medio termine, principali ipotesi	32
Tabella 2	Costi fissi evitabili	47
Tabella 3	Tassi di de-rating FRNP (Italia, Gran Bretagna, Belgio)	51
Tabella 4	Tassi di de-rating accumuli (Italia, Gran Bretagna, Belgio)	52





1.1 Contesto normativo	12
1.2 I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	12

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**.

1.2 I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia

Il **Rapporto Adeguatezza Italia 2021 (RAI21)**⁵, pubblicato a novembre dello scorso anno da Terna, ha evidenziato come, per l'anno target 2025, nello scenario analizzato il sistema elettrico italiano non fosse in grado di rispettare un valore di LOLE inferiore alle 3 ore/anno a fronte della dismissione pianificata della capacità a carbone/olio per effetto di alcune problematiche strutturali quali:

- la forte dipendenza delle aree Nord-Centro Nord dalla disponibilità di import alla frontiera;
- la vetustà del parco di generazione convenzionale e l'inadeguatezza, nel medio-lungo termine, della capacità di trasmissione fra le due isole maggiori (Sardegna e Sicilia) e il continente.

Le analisi descritte nel RAI21, quindi, hanno sostanzialmente evidenziato come per abilitare il processo di decarbonizzazione del sistema elettrico fossero necessari interventi strategici per promuovere l'autorizzazione e la realizzazione di nuova capacità in sostituzione di quella già prevista in dismissione anche tramite nuove aste del Capacity Market (ulteriori rispetto a quelle svolte nel corso del 2019 per gli anni orizzonte 2022 e 2023).

Per l'anno orizzonte 2030 le analisi, invece, non hanno rilevato problematiche specifiche nello scenario, grazie all'incremento atteso della capacità installata di eolico e fotovoltaico e della capacità di accumulo, avendo inoltre assunto il mantenimento in efficienza della stessa capacità termoelettrica convenzionale prevista al 2025 oltre, ovviamente, alla entrata in esercizio di tutti gli investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale previsti nel Piano di Sviluppo di Terna.

⁵ https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Adeguatezza_Italia_2021_8d9a51d27ad741c.pdf

⁶ Ulteriori aste Capacity Market, per l'anno orizzonte 2024, sono state svolte a febbraio 2022

LE ASTE CAPACITY MARKET E LA RISOLUZIONE DELLE CRITICITÀ IN SARDEGNA

Al fine di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico e abilitare allo stesso tempo la dismissione delle centrali termiche a carbone, nel corso del 2019 e del 2022 si sono svolte le aste del **capacity market per gli anni consegna 2022, 2023 e 2024**.

Il Capacity Market è un meccanismo che supera le criticità dei mercati spot (MGP/MI e MSD), offrendo segnali di prezzo di medio-lungo termine agli operatori che sono così incentivati a mantenere in efficienza gli impianti esistenti e, se necessario, a costruirne di nuovi.

In linea con i regolamenti europei, il Capacity Market è stato costruito in un'ottica di neutralità tecnologica, considerando quindi la partecipazione di tutte le tecnologie che possono contribuire all'adeguatezza del sistema elettrico.

Nelle aste del 2019, per gli anni consegna 2022 e 2023, sono risultati aggiudicatari di contratti circa 4,8 GW di nuova CDP, prevalentemente da impianti termoelettrici a gas e in misura più contenuta da impianti rinnovabili e sistemi di accumulo.

Il 21 febbraio 2022 si è svolta una nuova asta per l'anno di consegna 2024. In questa occasione sono stati assegnati 1,5 GW di CDP nuova autorizzata (di cui 315 MW di accumuli) e 2.3 GW di CDP nuova non autorizzata (di cui 806 MW di accumuli). **A fronte, quindi, di circa 3,8 GW di CDP nuova assegnata, gli accumuli rappresentano ben quasi il 30%.**

In Sardegna, in particolare, non è stata presentata alcuna offerta di nuova capacità termica a gas bensì esclusivamente offerte di nuova capacità di accumulo: 528 MW di nuova CDP di accumuli elettrochimici, di cui 247 MW nell'area Sardegna Nord e 281 MW nell'area Sardegna Sud. Con l'asta 2024 è stato quindi coperto il fabbisogno di nuova capacità necessaria per garantire l'adeguatezza dell'isola e consentire il phase-out degli impianti termoelettrici a carbone.

La dismissione della generazione termica dell'isola potrà quindi avvenire in modo progressivo man mano che le nuove risorse (le FRNP, il Tyrrhenian Link e i 528 MW di nuova CDP) entreranno in servizio; la dismissione completa potrà essere realizzata solo successivamente alla completa entrata in esercizio del nuovo collegamento e alla piena disponibilità della nuova capacità programmabile.





2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica 16

2.2 Disponibilità dell'import ai fini
dell'adeguatezza del sistema
elettrico italiano 18

2.3 Margini di adeguatezza del sistema elettrico 20

2

**Contesto del sistema
elettrico italiano**

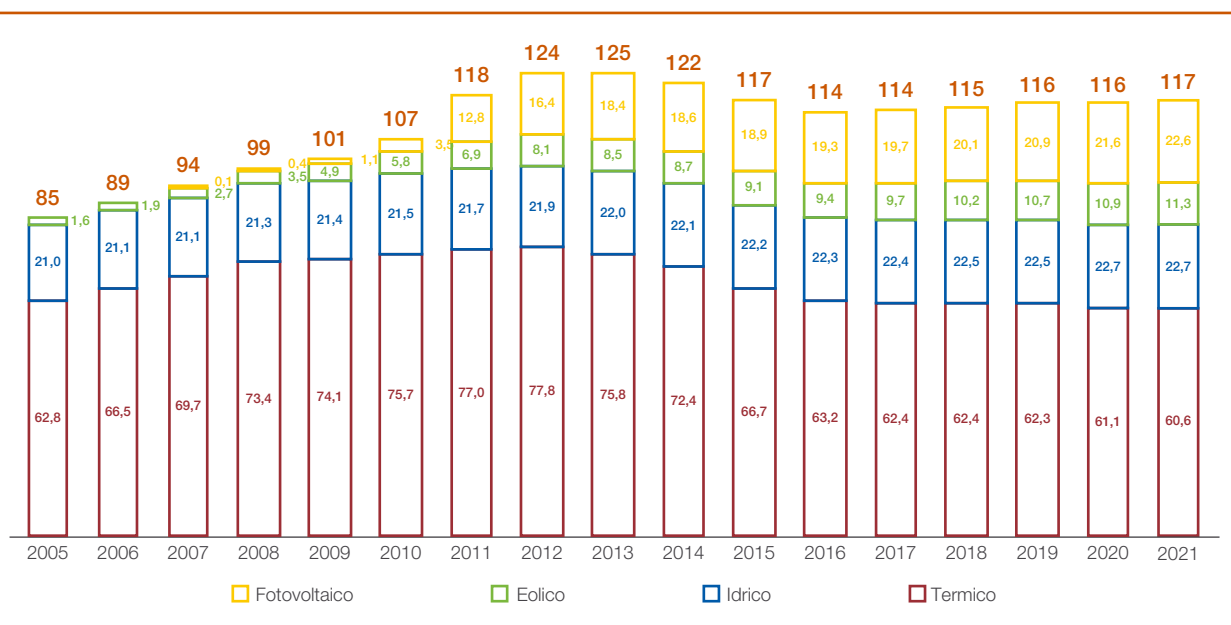
Contesto del sistema elettrico italiano

2

2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica

Negli ultimi anni il parco di generazione in Italia ha subito importanti cambiamenti. Dal 2011 in particolare, soprattutto per la spinta di importanti politiche incentivanti, si è assistito a uno sviluppo rilevante di capacità rinnovabile eolica e fotovoltaica, arrivata nel 2021 poco sotto i 34 GW. (Figura 1).

FIGURA 1 **Evoluzione capacità di generazione 2005-2021 [GW]**



Allo stesso tempo si è progressivamente ridotta la flotta termoelettrica: fra il 2013 e il 2017 si è registrata una riduzione di ben 13 GW. Questa tendenza è poi proseguita negli anni successivi, in maniera più contenuta, con una riduzione ulteriore di poco meno di 2 GW tra il 2018 e il 2021. La capacità totale installata a fine 2021 risultava quindi pari a circa 117 GW, in significativa riduzione rispetto ai valori massimi raggiunti nel 2013.

Il dato "grezzo" della capacità installata non rappresenta tuttavia un indicatore sufficiente per quantificarne il contributo ai fini delle valutazioni di adeguatezza: come rappresentato qualitativamente (Figura 2) tale contributo è sempre inferiore al valore nominale e dipende fortemente dalle caratteristiche di ciascuna tecnologia.

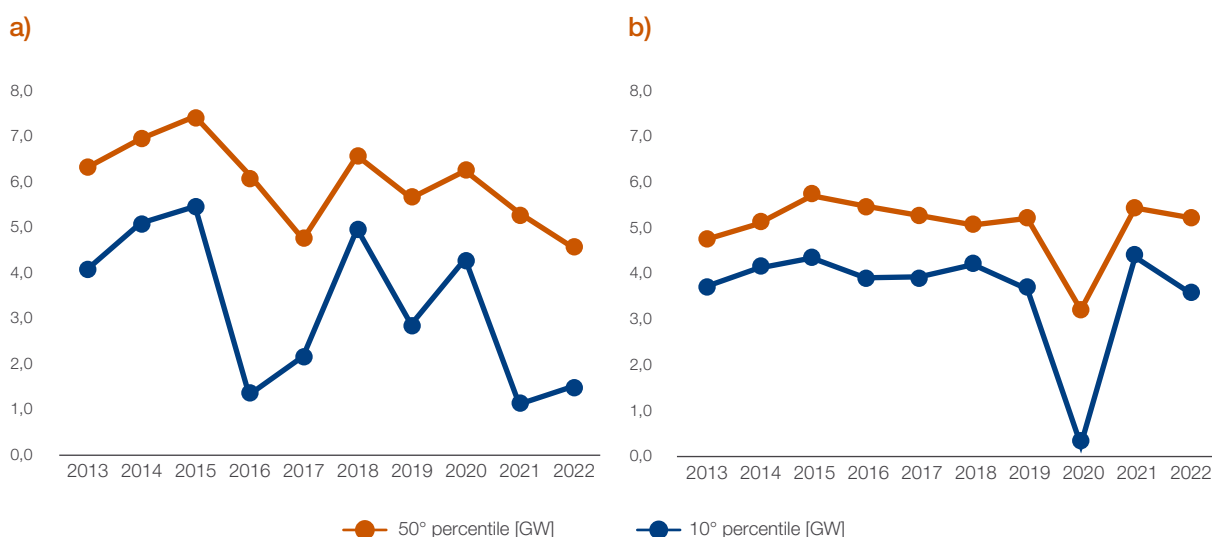
2.2 Disponibilità dell'import ai fini dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano

In situazioni di elevato carico e/o di riduzione della disponibilità di generazione nazionale, l'import dai paesi confinanti diventa indispensabile ai fini della copertura del carico e del mantenimento dello standard di adeguatezza nazionale. Tale risorsa dipende non solo dalla disponibilità fisica delle reti di interconnessione ma anche e soprattutto dalla effettiva disponibilità di capacità produttiva in eccesso rispetto al carico nei sistemi elettrici dei paesi confinanti.

Analogamente a quanto successo in Italia, anche in molti altri paesi europei la capacità produttiva programmabile ha subito una progressiva riduzione; a fianco a tale evoluzione, la effettiva disponibilità di tale capacità è sempre più soggetta a forte variabilità per effetto sia di condizioni climatiche estreme e diffuse sul territorio europeo sia di fuori servizio prolungati per manutenzione (a questo riguardo il caso più eclatante è quello del nucleare francese, si veda il **BOX 2** di approfondimento).

Tutto ciò ha avuto e avrà sempre più un impatto diretto sulla disponibilità di import, specie alla frontiera Nord, per il sistema elettrico italiano. In *Figura 4* è rappresentata l'analisi dei percentili (50° e 10° percentile) delle serie storiche orarie dell'import dalla frontiera Nord: si osserva chiaramente come la disponibilità di questa risorsa abbia registrato, nel corso degli ultimi anni una forte variabilità e una progressiva riduzione, soprattutto nel periodo invernale.

FIGURA 4 Import (GW) frontiera Nord: a) periodo invernale, b) periodo estivo



Situazioni di scarsità dell'import alla frontiera Nord si sono già verificate nel 2015, 2017, 2020 e, più recentemente, nel 2022 (come illustrato più in dettaglio nel seguito).

Questa estrema variabilità della disponibilità della risorsa import in condizioni di criticità è destinata ad aumentare ulteriormente nei prossimi anni in quanto i fenomeni alla sua base sono comuni a tutti i paesi europei: lo sviluppo delle fonti rinnovabili per loro natura dipendenti dalle condizioni meteo, l'elettrificazione dei consumi che comporta una maggiore volatilità dei carichi elettrici correlata alle condizioni meteo, la sempre minore sostenibilità economica e il progressivo invecchiamento delle centrali di produzione convenzionali, l'effetto sempre più preoccupante dei cambiamenti climatici, senza ignorare infine i rischi connessi alla dipendenza dall'import delle commodity energetiche.

L'entità e la frequenza con cui tali fenomeni si manifestano sono ormai talmente evidenti da richiedere una profonda riflessione strategica soprattutto in uno scenario di medio-lungo termine in cui l'elettrificazione dei consumi ci rende sempre più dipendenti dalla sicurezza ed adeguatezza dei sistemi elettrici: soprattutto per paesi, come l'Italia, fortemente dipendenti dal contributo dell'import per il soddisfacimento del proprio fabbisogno.

RIDUZIONE DELLA DISPONIBILITÀ DI GENERAZIONE IN FRANCIA

All'interno del recente report “Réactualisation des perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023” pubblicato a novembre dal Transmission System Operator (TSO) francese RTE, si riporta, per gennaio 2023, una capacità disponibile di 40 GW, rispetto ai 45 GW stimati, per lo stesso periodo, a settembre. L'ulteriore riduzione è imputabile ai ritardi nel ripristino del parco nucleare, che sconta al momento il fermo di 25 reattori su 56.

Nell'eventualità che durante i prossimi mesi si manifestino temperature inferiori alla media stagionale e/o tensioni sui mercati elettrici europei, lo stesso gestore afferma di non poter escludere il rischio di interruzione delle forniture. Riduzioni che potrebbero interessare dall'1 al 5% dei consumi nazionali, per arrivare fino al 15% con condizioni meteorologiche estreme.

Tale previsione fattorizza già una riduzione attesa della domanda, provocata dall'aumento del costo dell'energia, e gli effetti del “plan sobriété” lanciato dal Governo francese, oltre al possibile utilizzo di circa 1,8 GW di generazione a carbone e ad un utilizzo in import delle interconnessioni con i paesi confinanti.

L'incertezza sulle tempistiche dell'avanzamento del programma di manutenzione delle centrali nucleari rimane comunque considerevole, ed RTE si riserva di aggiornare l'ipotesi della sua ultimazione nei prossimi rapporti mensili.



2.3 Margini di adeguatezza del sistema elettrico

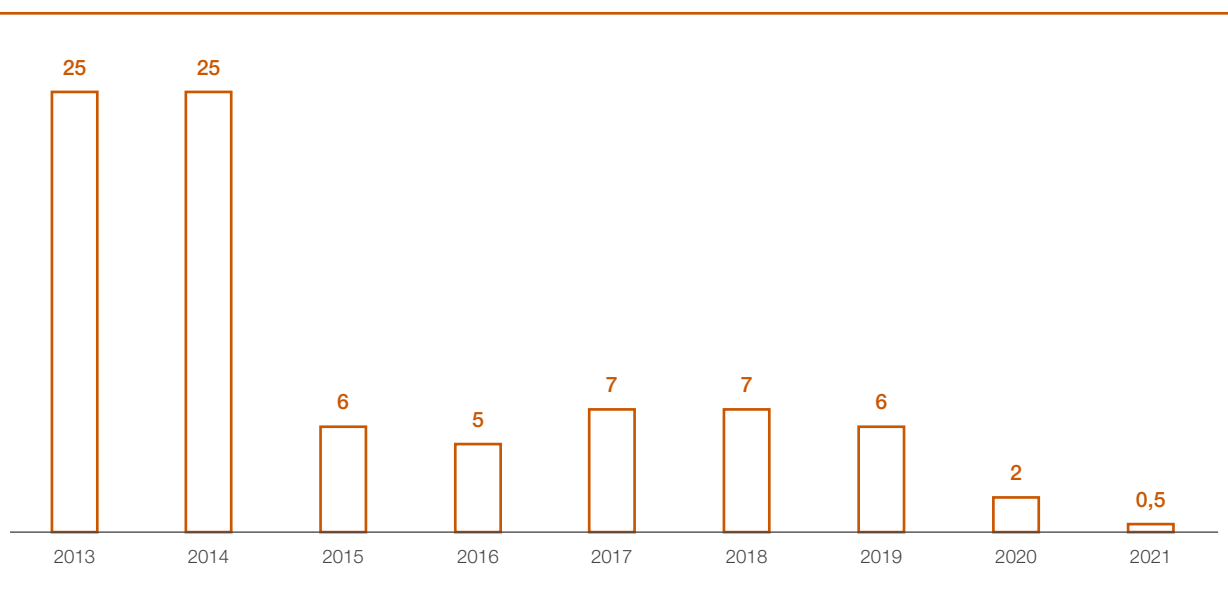
La riduzione della capacità di produzione disponibile e del possibile contributo dell'import dai paesi limitrofi ha come prima conseguenza la riduzione del margine di adeguatezza del sistema.

Il margine di adeguatezza, indicatore normalmente utilizzato per le analisi di adeguatezza operativa di breve-medio termine, 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-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).

La prima riduzione rilevante del margine di adeguatezza operativa è stata registrata fra il 2014 e il 2015 (periodo in cui, come sopra esposto, si è verificata la dismissione di una quota rilevante di capacità), attestandosi per i successivi quattro anni fra i 5 e 7 GW, per poi ridursi ulteriormente fino al 2021, dove è stato raggiunto il valore minimo di 0,5 GW (*Figura 5*). Tale valore estremo è legato a una diffusa riduzione della capacità disponibile su tutto il perimetro europeo, che ha comportato una mancanza di disponibilità di import dai paesi limitrofi.

FIGURA 5 *Margine minimo di adeguatezza (GW) 2013-2021*



L'ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO A LUGLIO 2022

Un esempio concreto di come i margini di adeguatezza del sistema possano rapidamente deteriorarsi si è registrato durante le giornate del 25, 26 e 27 luglio 2022.

Le alte temperature di quei giorni, diffuse su tutto il territorio europeo, hanno determinato un aumento generale del fabbisogno. In particolare, in Italia si sono registrati picchi di domanda fra i 55 e i 57 GW⁹ (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).

A fronte di valori della domanda piuttosto rilevanti si è, in contemporanea, verificata una altrettanto rilevante riduzione della disponibilità della generazione termoelettrica, per effetto:

- di avarie non previste (verificatesi in misura maggiore rispetto ad analoghi periodi degli anni passati);
- di fenomeni di Alta Temperatura allo Scarico (ATS);
- di fermate o forti limitazioni delle centrali sul Po dovute ad insufficienti valori del livello/portata dei canali delle opere di presa, come conseguenza della perdurante siccità.

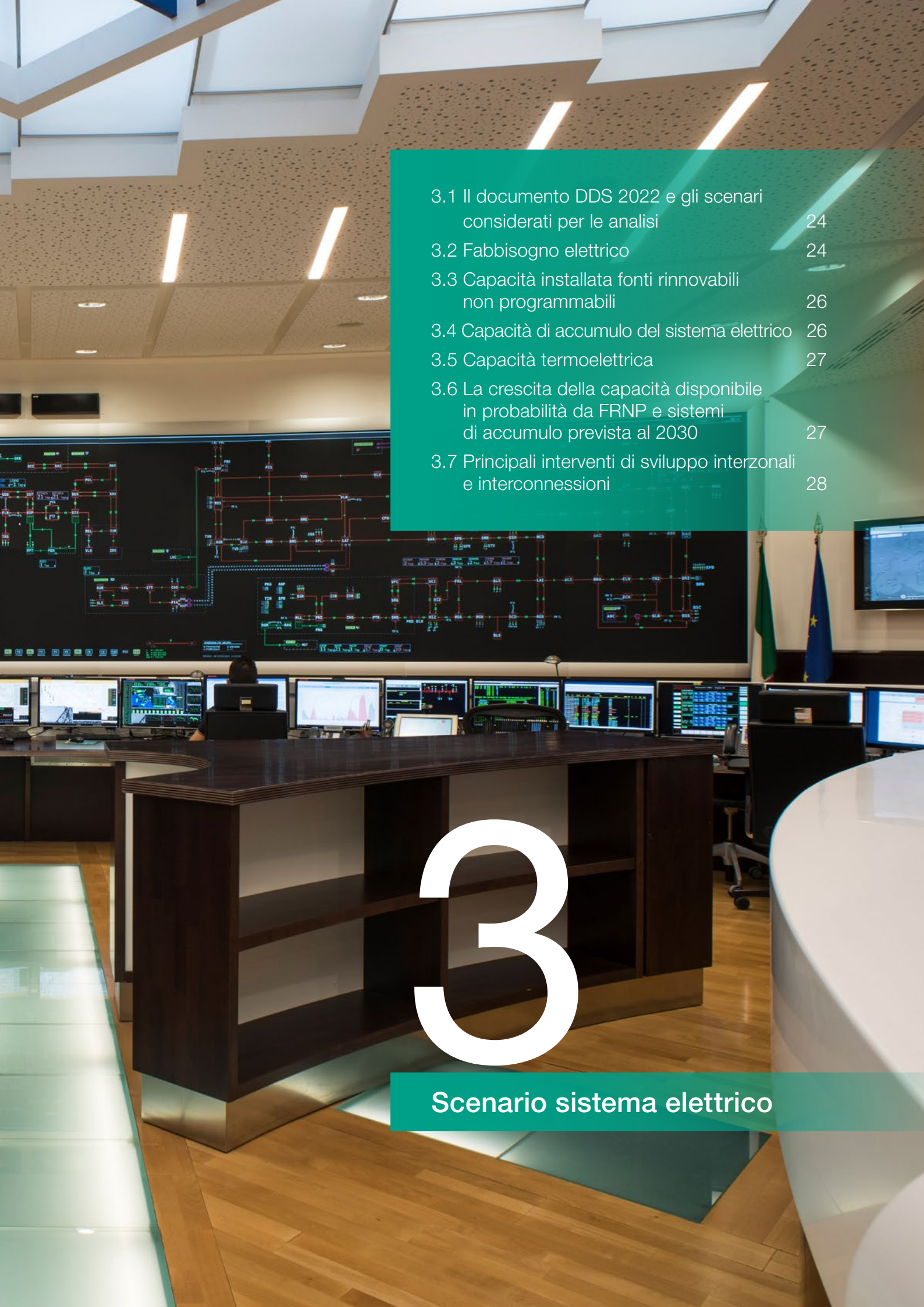
Complessivamente, circa un terzo della capacità termoelettrica italiana (in particolare nell'area Nord del Paese) risultava non disponibile per la copertura della domanda.

In tali condizioni si è registrato un margine di adeguatezza estremamente ridotto che, in assenza di un contributo da parte dei paesi confinanti, sarebbe stato negativo; si è quindi 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.

È importante inoltre evidenziare che, negli stessi giorni in cui l'Italia dipendeva dall'import per il mantenimento di margini di adeguatezza sufficienti, si verificava una riduzione del surplus di generazione complessiva nei paesi limitrofi. Ciò per effetto principalmente degli elevati fabbisogni registrati in tutta 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).

⁹ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/peak-valley-load>





3.1 Il documento DDS 2022 e gli scenari considerati per le analisi	24
3.2 Fabbisogno elettrico	24
3.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili	26
3.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico	26
3.5 Capacità termoelettrica	27
3.6 La crescita della capacità disponibile in probabilità da FRNP e sistemi di accumulo prevista al 2030	27
3.7 Principali interventi di sviluppo interzonali e interconnessioni	28

3

Scenario sistema elettrico

Scenario sistema elettrico



3.1 Il documento DDS 2022 e gli scenari considerati per le analisi

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 gas e iv) la verifica del raggiungimento dei target di policy (negli scenari che li prevedono).

Gli scenari elaborati e descritti nel DDS 22 sono:

- uno scenario di policy al 2030 (cd. Fit-For-55);
- due scenari di policy al 2040 (cd. Distributed Energy e Global Ambition) il cui punto di partenza è il Fit-For-55;
- 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 al 2030 (di seguito FF55) e uno scenario, coerente con il primo, al 2027.

Lo scenario FF55, scenario unico di policy al 2030, riguarda 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 2022¹⁰.

3.2 Fabbisogno elettrico

Per fabbisogno di elettricità si intende la somma di:

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

¹⁰ https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf

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 per 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 poco più di 366 TWh nel 2030 (Figura 6).

Analogamente, soprattutto per effetto della crescita dei veicoli elettrici e dell'utilizzo delle pompe di calore, il modello implementato ha previsto una crescita significativa del picco di carico (Figura 7) il cui valore in ciascuna simulazione probabilistica varia all'interno di un range piuttosto ampio in funzione delle condizioni climatiche assunte.

FIGURA 6 *Evoluzione fabbisogno (TWh) al 2030*

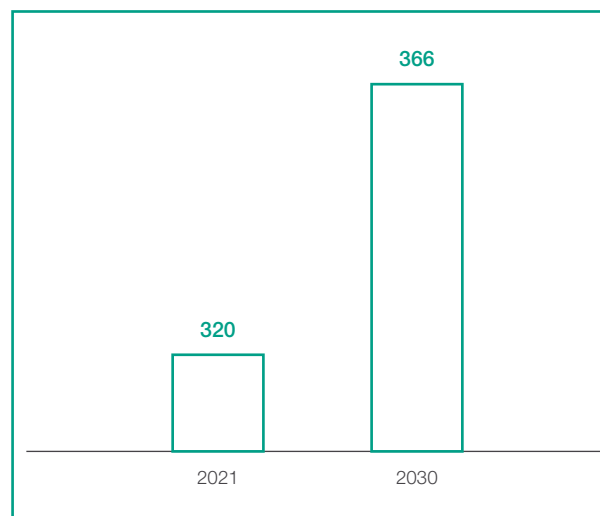
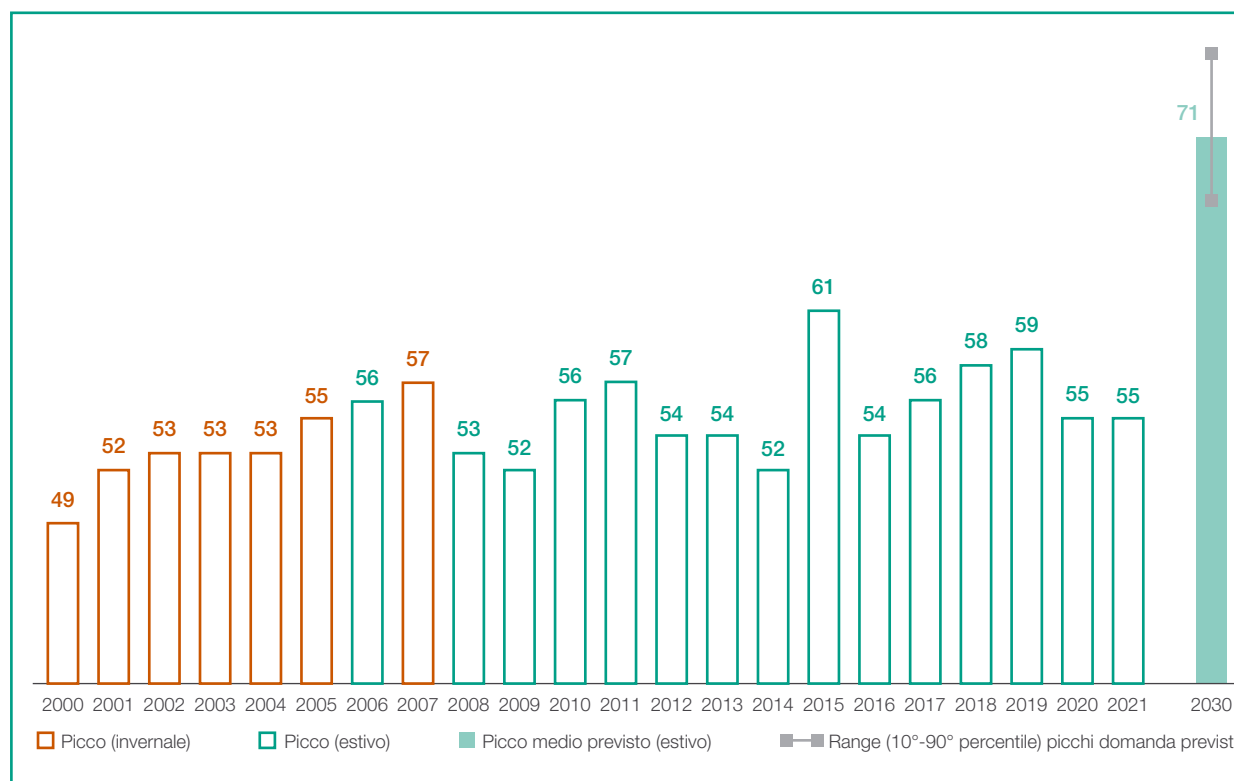


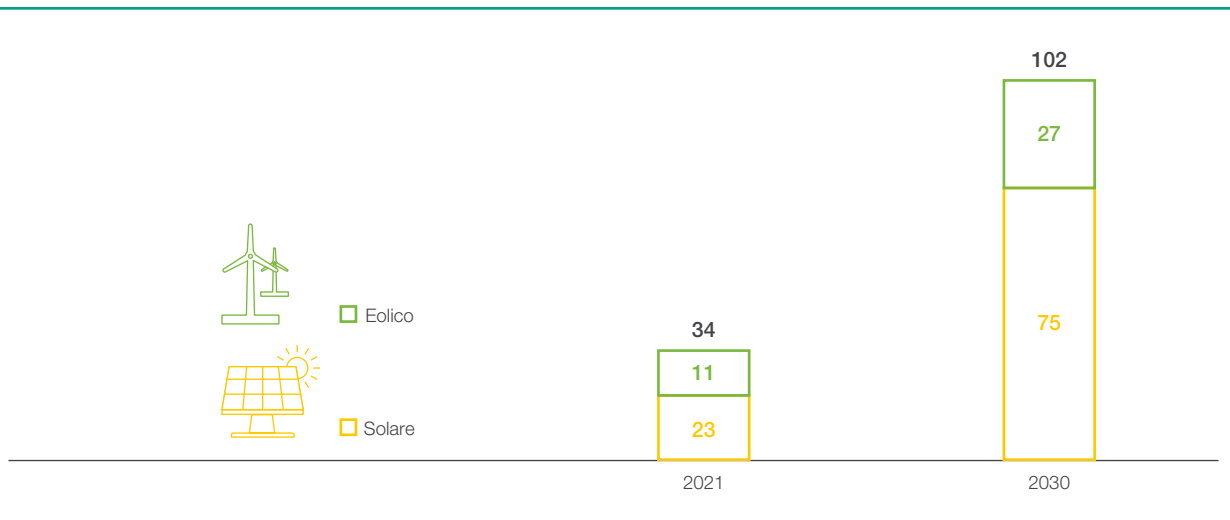
FIGURA 7 *Evoluzione picco di carico (GW) al 2030*



3.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili

Lo scenario FF55 include (Figura 8) quasi 102 GW di FRNP installate al 2030: circa 75 GW di impianti solari e circa 27 GW di impianti eolici, con un incremento di circa 68 GW rispetto ai 34 GW installati al 2021.

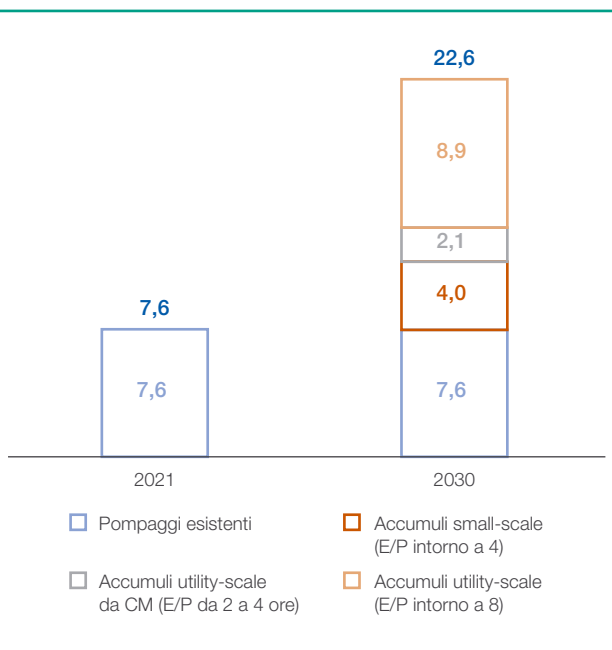
FIGURA 8 *Evoluzione FRNP (GW) al 2030*



3.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico

Come descritto nel DDS22, la capacità di accumulo presente nello scenario (Figura 9) è data dalla somma di:

FIGURA 9 *Evoluzione capacità di accumulo (GW) al 2030*



- accumuli esistenti (essenzialmente impianti di pompaggio) e accumuli già contrattualizzati (capacity market, fast reserve);
- nuovi accumuli “small-scale” che si configurano come batterie elettrochimiche con rapporto energia/potenza medio (2-4 ore) pensate soprattutto per affiancare lo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia per la massimizzazione dell’autoconsumo;
- nuovi accumuli “utility-scale”, con un rapporto energia/potenza elevato (8 ore).

Al 2030, nello scenario analizzato si considera una capacità di accumulo totale pari a 22,6 GW (circa 145 GWh), inclusiva della nuova capacità di accumulo già contrattualizzata con le aste del Capacity Market.

3.5 Capacità termoelettrica

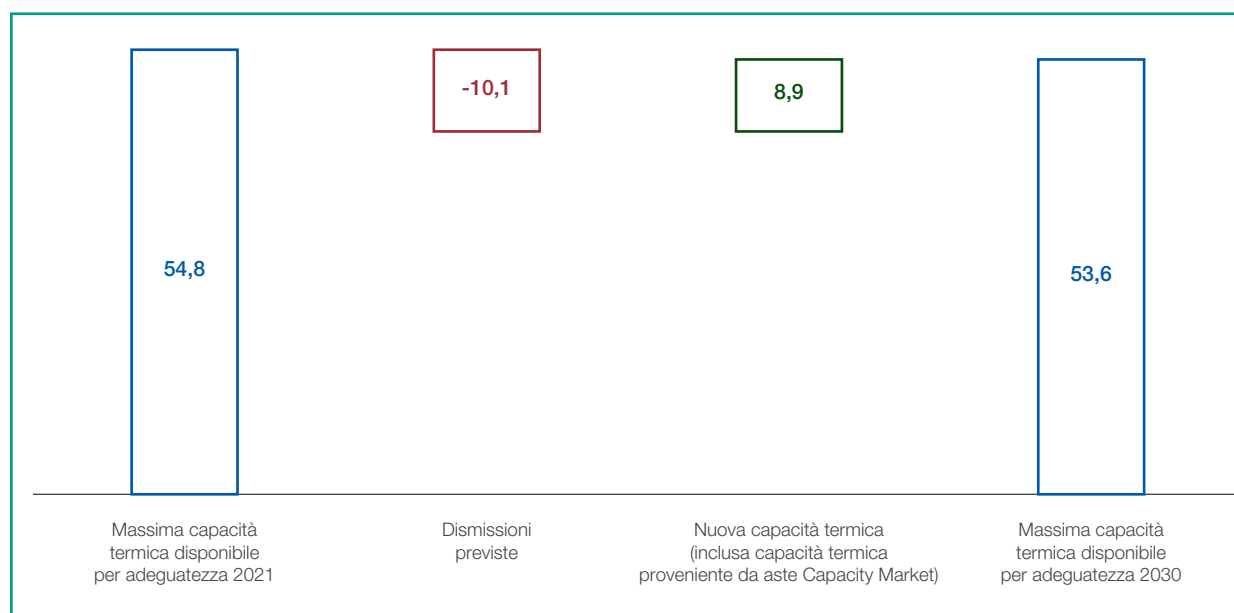
Come visto in precedenza (*Figura 3*), negli ultimi anni la capacità termoelettrica si è ridotta considerevolmente attestandosi nel 2021 a meno di 55 GW di capacità effettivamente disponibile per l'adeguatezza.

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

- la dismissione "per policy" degli impianti più inquinati a carbone e olio;
- la realizzazione di quanto contrattualizzato attraverso le aste del Capacity Market.

In assenza di ulteriori dismissioni la massima capacità termica disponibile, per effetto di quanto sopra, si ridurrebbe a poco meno di 54 GW (*Figura 10*).

FIGURA 10 *Massima capacità termica (potenza nominale) disponibile per adeguatezza (GW)*



Tuttavia, è bene sottolineare subito che, specie sul medio-lungo termine, non è garantito che una ulteriore parte del parco di generazione termoelettrica, alimentata a gas, non venga dismessa in quanto economicamente non profittevole. Tale possibile fenomeno viene catturato, nel presente rapporto, attraverso una specifica analisi di sostenibilità economica che verrà illustrata nel seguito (4.3).

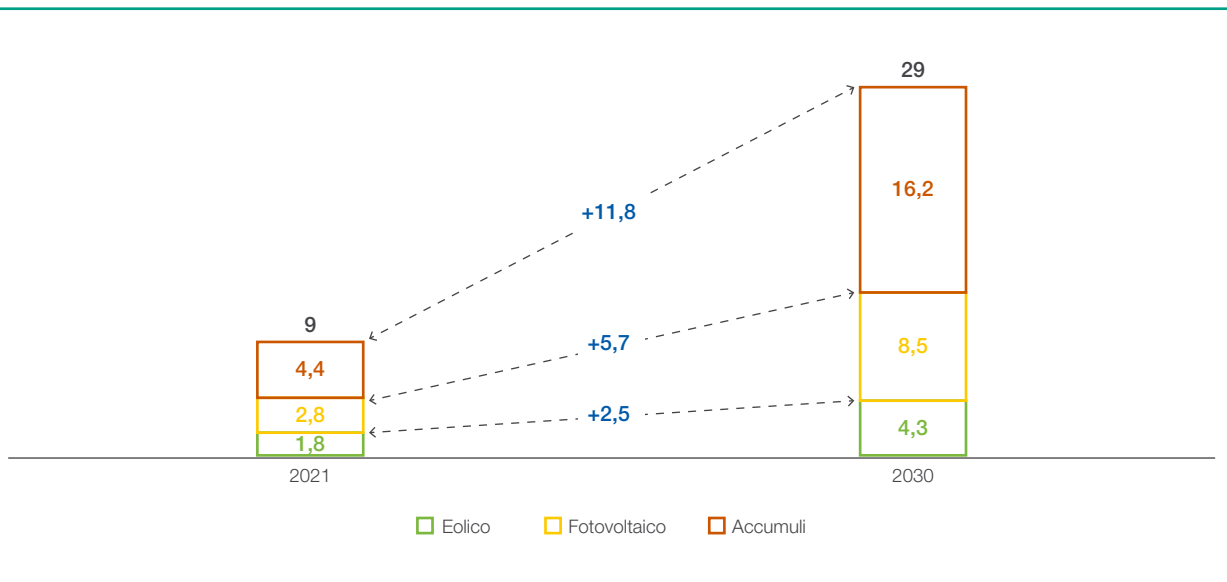
3.6 La crescita della capacità disponibile in probabilità da FRNP e sistemi di accumulo prevista al 2030

Come già anticipato in 3.3 e 3.4 lo scenario di riferimento considera un forte sviluppo di FRNP e sistemi di accumulo. Il contributo di tali risorse alla adeguatezza del sistema viene valutato attraverso un modello dettagliato che ne simula il dispacciamento orario, come descritto in 5.2.2.1.

Ai soli fini di aiutare il lettore a quantificare in modo quali-quantitativo l'effettivo impatto che lo sviluppo di tali risorse potrà avere sull'adeguatezza del sistema si rappresenta (*Figura 11*) l'equivalente in CDP (capacità disponibile in probabilità) calcolato moltiplicando la capacità nominale efficiente per i tassi di de-rating utilizzati per le aste del Capacity Market svolte a Febbraio 2022. Si tratta di un approccio necessariamente semplificato e convenzionale, che consente però di rappresentare in modo sintetico l'estrema complessità del problema.

Dal confronto con la situazione attuale (fine 2021) emerge che dei +20 GW di CDP imputabili a FRNP ben +11,8 GW vengono appunto dagli accumuli mentre gli oltre 70 GW di nuova capacità nominale FRNP contribuiscono per “soli” 5,7 (fotovoltaico) e + 2,5 GW (eolico) aggiuntivi di CDP. Maggiori dettagli relativi alla stima della CDP e ai tassi di de-rating utilizzati sono contenuti in 5.3.

FIGURA 11 *Capacità disponibile in probabilità (CDP) ipotizzata al 2030 per FRNP + accumuli (GW)*



3.7 Principali interventi di sviluppo interzonali e interconnessioni

Per integrare le FRNP descritte in 3.3, oltre ai sistemi di accumulo descritti in 3.4, sarà necessario incrementare la capacità di trasporto della rete attraverso la realizzazione di uno specifico set di opere. Gli interventi previsti permetteranno di incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato per circa **16,6 GW** complessivi, ulteriori rispetto a quanto già previsto nel PdS21.

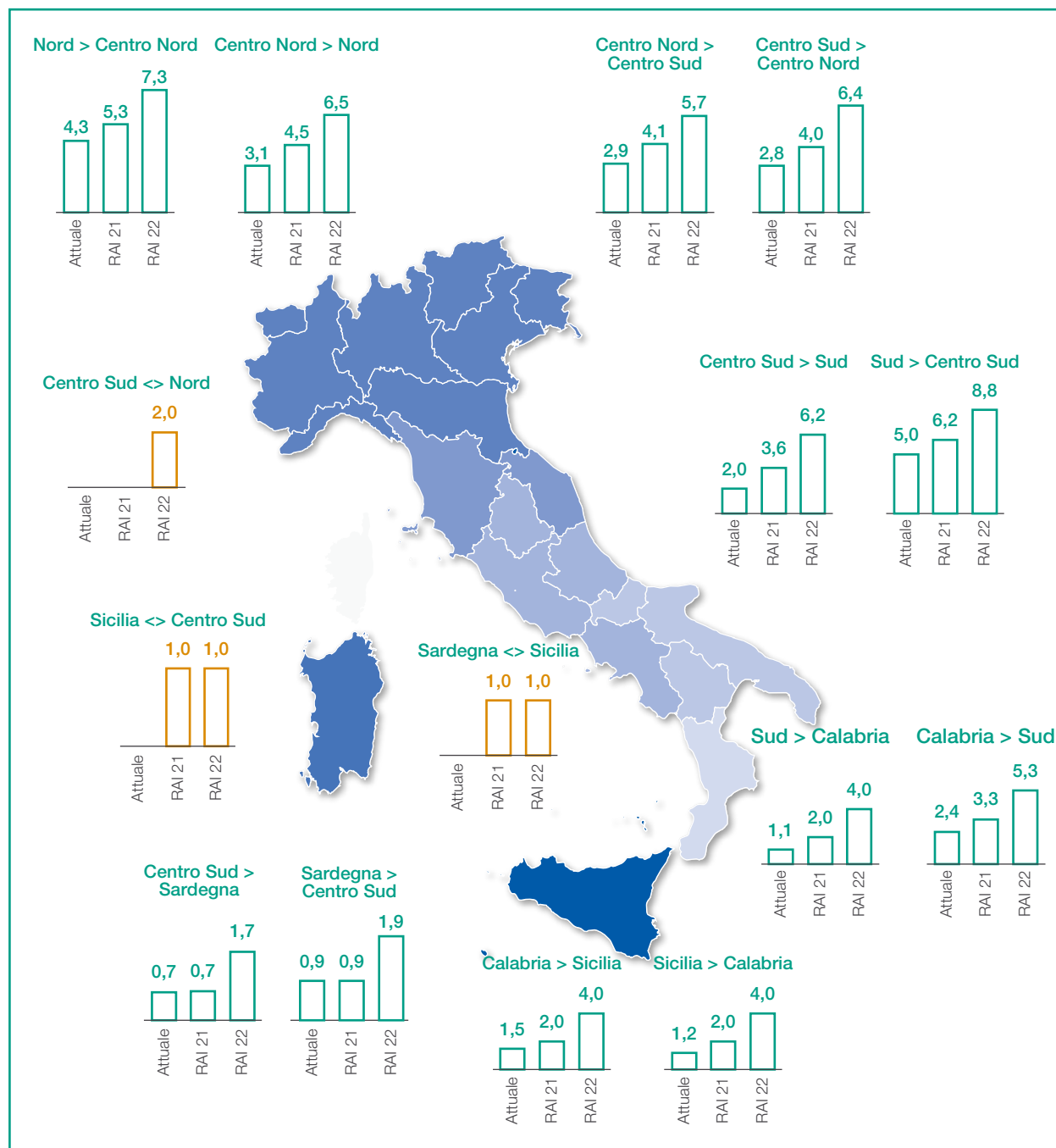
Infatti, rispetto allo scenario NT Italia 2030 utilizzato per la predisposizione del RAI21, lo scenario FF55 non solo prevede volumi di FER molto maggiori (+70 GW complessivi contro i +40 GW del PNIEC), ma anche una loro superiore concentrazione al Centro e al Sud (nel NT Italia il 50% della nuova capacità era prevista nelle zone Nord e Centro-Nord mentre nello scenario predisposto, coerentemente con le richieste di connessione, tale percentuale si riduce al 21% circa).

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 verso le regioni del Nord a maggior consumo. Gli incrementi di capacità di trasporto previsti sono sintetizzati in *Figura 12*.

Le capacità di scambio considerate per l'anno orizzonte 2027 sono state elaborate coerentemente con quanto previsto per il 2030.

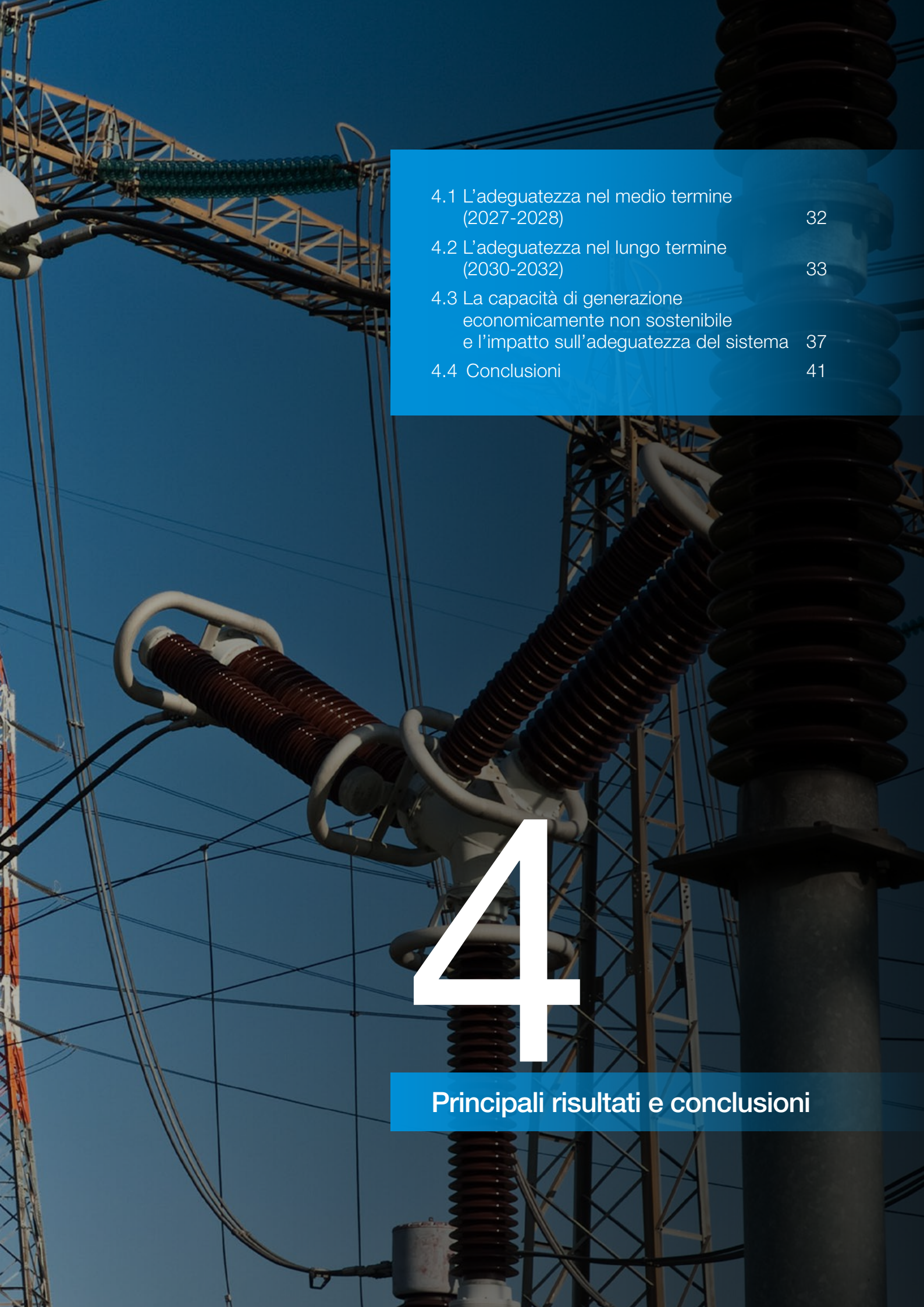
Maggiori dettagli relativi saranno reperibili all'interno del PdS¹¹.

FIGURA 12 *Evoluzione capacità di scambio (GW) fra aree al 2030*



¹¹ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete>





4.1 L'adeguatezza nel medio termine (2027-2028)	32
4.2 L'adeguatezza nel lungo termine (2030-2032)	33
4.3 La capacità di generazione economicamente non sostenibile e l'impatto sull'adeguatezza del sistema	37
4.4 Conclusioni	41

4

Principali risultati e conclusioni

Principali risultati e conclusioni

4

4.1 L'adeguatezza nel medio termine (2027-2028)

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 1*);
- una evoluzione della capacità di scambio coerente con lo scenario FF55 e, in particolare, l'entrata in esercizio a regime del collegamento Tyrrhenian Link.

TABELLA 1 *Scenario di medio termine (2027-2028), principali ipotesi*

	VALORE CONSIDERATO NELLO SCENARIO
Fabbisogno	337 TWh
Fotovoltaico	51,8 GW
Eolico	19,2 GW
Capacità di accumulo	57,4 GWh

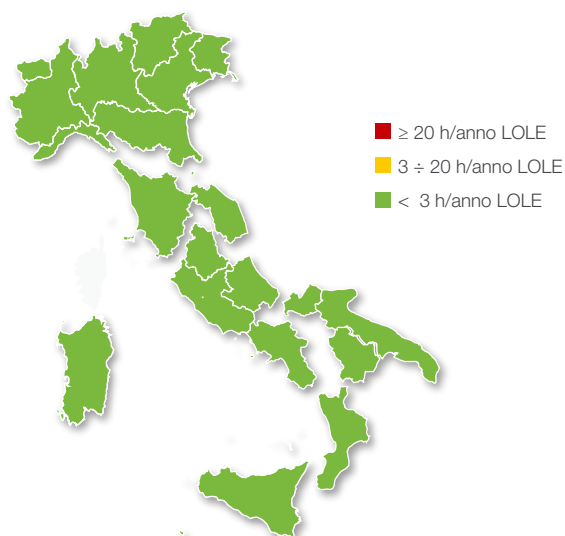
Al contempo non sono state prese in considerazione:

- 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 impianti contrattualizzati all'interno delle aste del Capacity Market (*Figura 10*).
- possibili drastiche riduzioni del contributo dell'import, in particolare dalla frontiera Nord.

FIGURA 13 *LOLE per aree, medio termine*



Il **LOLE (Loss of Load Expectation)** rappresenta il totale delle ore all'anno in cui quota parte della domanda di energia elettrica non è soddisfatta per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione. Attualmente la soglia massima ammissibile per il sistema elettrico italiano è pari a 3 h/anno.



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 approccio probabilistico: pur essendo il valore medio inferiore alle 3 ore, ciò non significa che non si possano comunque verificare delle situazioni di criticità per il sistema. Andando ad analizzare nel dettaglio i risultati delle singole simulazioni effettuate, si osserva chiaramente un **rischio residuo in caso di condizioni climatiche estreme (alte temperature estive)** che determinano un elevato carico residuo nelle zone Nord e Centro-Nord. In corrispondenza di queste situazioni il sistema rimane comunque esposto a un rischio non trascurabile di mancata copertura del carico.

4.1.1 L'adeguatezza nel medio termine: impatto delle condizioni climatiche estreme

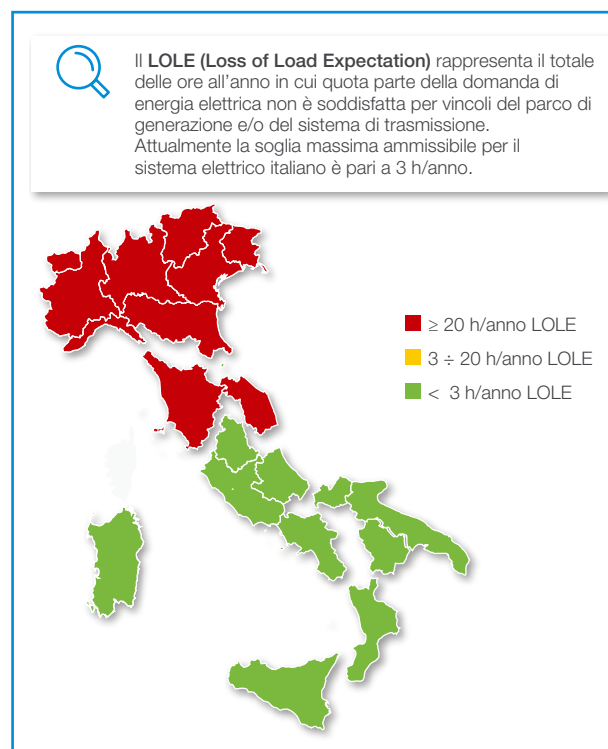
Le analisi riportate in 4.1 indicano che, applicando le metodologie descritte, il sistema elettrico italiano risulta mediamente adeguato e non necessita di nuova capacità. Tuttavia, anche in questo scenario permangono rischi significativi in corrispondenza di possibili condizioni climatiche estreme, più precisamente in corrispondenza di periodi di persistenti temperature alte.

In queste particolari condizioni, infatti, come già sperimentato a luglio 2022, oltre che un aumento della richiesta di energia è probabile che si verifichi una contemporanea riduzione del contributo alla copertura della domanda da parte sia della generazione idroelettrica (per scarsa disponibilità della risorsa idrica) sia da parte della generazione termoelettrica.

In quest'ultimo caso, infatti, ciò che si verifica sempre più frequentemente è una forte diminuzione della potenza massima erogabile dalle unità di produzione per fenomeni di Alta Temperatura allo Scarico (ATS) e/o per il basso livello dei fiumi che impedisce il loro utilizzo per il raffreddamento.

Il verificarsi di tali riduzioni, in corrispondenza di elevati picchi di domanda, anche su uno scenario mediamente adeguato come quello appena analizzato (*Figura 13*) porta il sistema ai limiti degli standard accettabili di adeguatezza. Se assumiamo inoltre che tali criticità si verifichino contemporaneamente anche nei paesi confinanti (come già accaduto ad esempio nell'estate del 2022) con una conseguente forte riduzione del contributo dell'import alla frontiera Nord, **il LOLE del sistema elettrico italiano può raggiungere anche le 25 ore/anno**, con il rischio di distacco del carico concentrato nelle zone Nord e Centro-Nord (*Figura 14*).

FIGURA 14 LOLE per aree, medio termine (alte temperature e assenza di import)



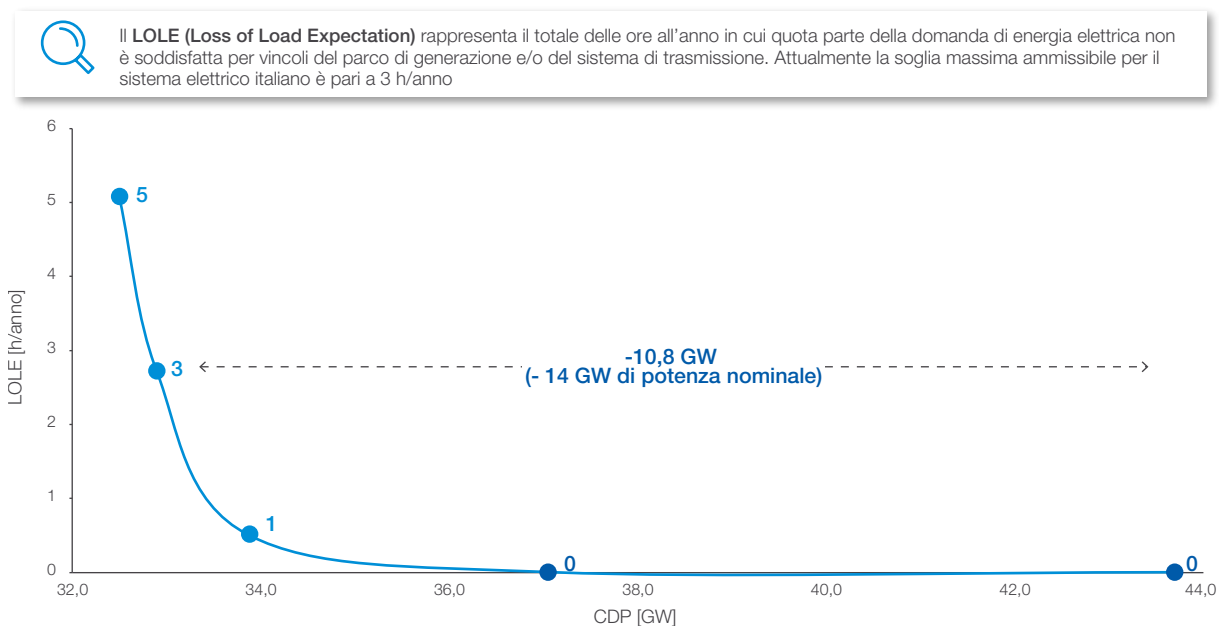
4.2 L'adeguatezza nel lungo termine (2030-2032)

4.2.1 La capacità di generazione minima per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano

Il primo chiaro elemento che emerge dall'analisi è che lo scenario 2030, considerando il contributo di nuova CDP fornita dalle FRNP e dai sistemi di accumulo (3.6) si presenta pienamente adeguato con un LOLE medio ben al di sotto dello standard (prossimo a 0 h/anno). Come facilmente prevedibile quindi il sistema risulta potenzialmente in grado di "rinunciare" a una parte delle sue risorse di generazione mantenendosi ancora nei limiti dello standard di adeguatezza (3 h/anno di LOLE).

In tale contesto la risorsa marginale è rappresentata dagli impianti di generazione termoelettrica a gas. Per valutare l'impatto sulla adeguatezza di una progressiva riduzione della capacità a gas si è effettuata una simulazione a step incrementali rimuovendo progressivamente gli impianti termoelettrici meno utilizzati e valutando, ad ogni iterazione, il LOLE medio nazionale corrispondente. L'esito di tale analisi è rappresentato nel grafico di *Figura 15*.

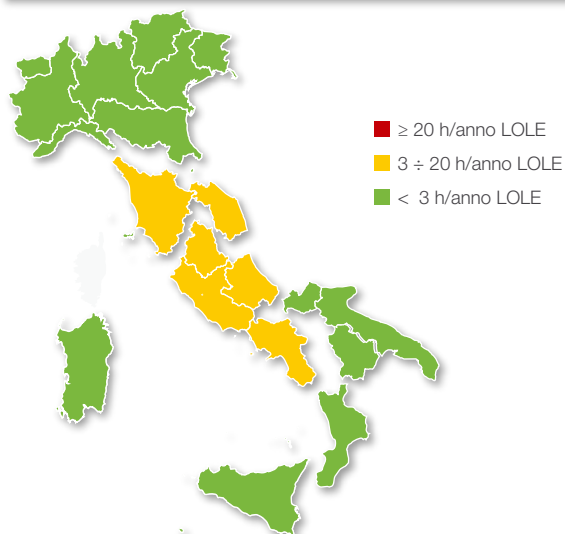
FIGURA 15 *Scenario FF55 2030, variazione CDP termoelettrica [GW] - LOLE*



Come era logico attendersi, ipotizzando la progressiva dismissione degli impianti a gas partendo da quelli meno utilizzati, il primo tratto della curva LOLE vs CDP rimane sostanzialmente ancorato su valori molto bassi di LOLE.

FIGURA 16 *Scenario FF55 2030, valore LOLE per aree (33 GW di CDP termoelettrica)*

Il **LOLE (Loss of Load Expectation)** rappresenta il totale delle ore all'anno in cui quota parte della domanda di energia elettrica non è soddisfatta per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione. Attualmente la soglia massima ammissibile per il sistema elettrico italiano è pari a 3 h/anno.



La prima variazione significativa si registra intorno ad una riduzione della CDP di poco meno di 10 GW, con un LOLE che arriva a circa 1 h/anno, comunque al di sotto del suo valore standard (sistema adeguato). Un'ulteriore riduzione di meno di 1 GW di CDP porta il sistema al raggiungimento del valore limite delle 3 h/anno di LOLE, con le criticità più rilevanti che si manifestano nelle aree Centro Nord e Centro Sud (*Figura 16*).

Come spesso accade con questo tipo di analisi il fenomeno osservato (aumento del LOLE in funzione della riduzione di capacità) presenta spiccati fenomeni di non linearità: ulteriori riduzioni della CDP termoelettrica determinano una crescita esponenziale del LOLE medio del sistema.

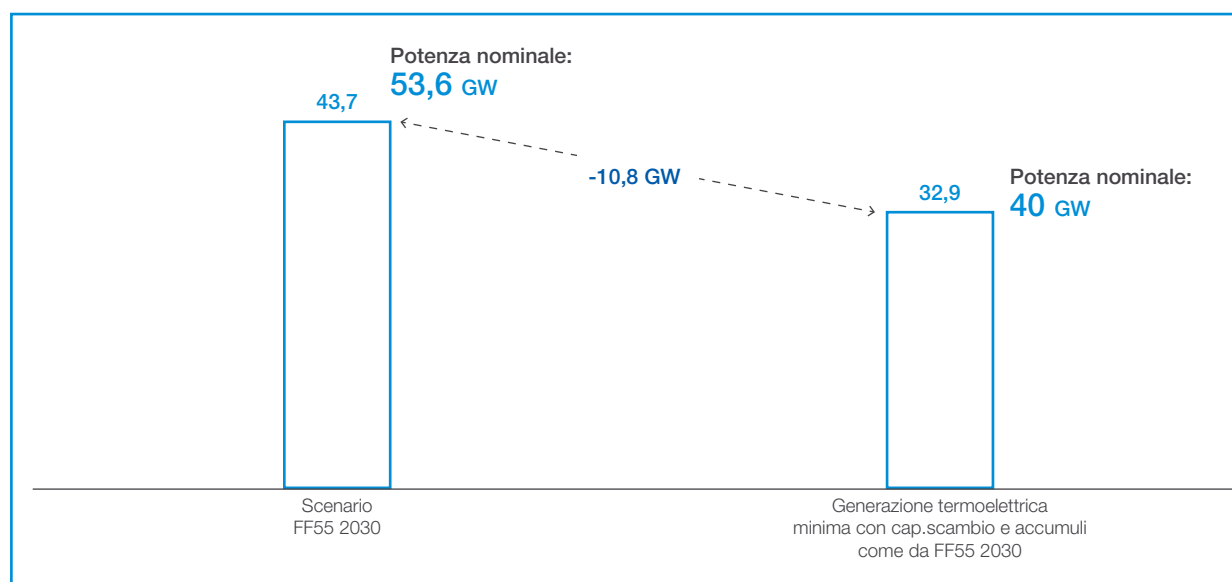
I principali problemi di adeguatezza che si riscontrano in questo scenario si verificano (Figura 17) in periodi caratterizzati da un carico residuo particolarmente elevato (calcolato come differenza fra la domanda del sistema e la produzione da fonte non programmabile), soprattutto in estate nelle ore in cui non è disponibile la produzione solare.

FIGURA 17 *Scenario FF55 2030, distribuzione temporale del rischio (con 33 GW di CDP termoelettrica)*



Il risultato di questa analisi indica quindi che il sistema elettrico simulato, coerente con lo scenario FF55 e quindi con un forte sviluppo di FRNP e sistemi di accumulo, **necessita comunque di almeno 33 GW di CDP da generazione termoelettrica convenzionale (corrispondenti a circa 40 GW di capacità nominale) per garantire lo standard di adeguatezza medio atteso** (Figura 18).

FIGURA 18 *CDP termoelettrica minima per garantire l'adeguatezza nel sistema nello scenario FF55 2030 [GW]*

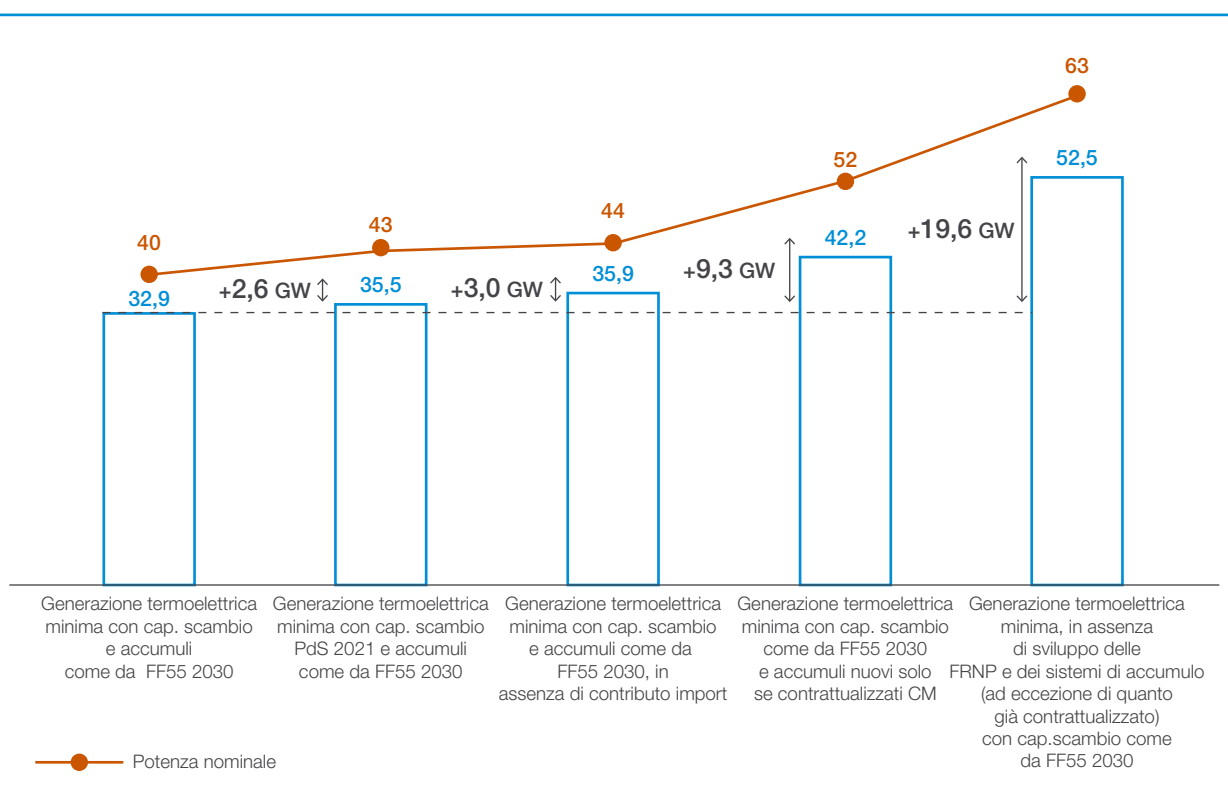


4.2.2 La capacità di generazione minima per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano: impatto delle variabili di scenario

Tale risultato deve in questa fase essere considerato come una prima evidenza quantitativa soggetta ad affinamenti e approfondimenti successivi fortemente dipendenti da sé e in che misura l'effettivo sviluppo delle risorse del sistema seguirà quanto ipotizzato nel modello.

La CDP termoelettrica minima necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema è infatti fortemente dipendente da un numero molto elevato di ipotesi di scenario, tra le quali la capacità di trasporto tra le zone di mercato, la effettiva disponibilità di un contributo all'adeguatezza da parte dell'import dai paesi limitrofi, la presenza o meno dei volumi di FRNP descritti in 3.3 e dei sistemi di accumulo descritti in 3.4.

FIGURA 19 CDP/potenza nominale termica minima [GW] per garantire l'adeguatezza del sistema nello scenario FF55 2030 – range valori



A scopo esemplificativo si è quindi proceduto a quantificare l'impatto di ciascuna di queste variabili costruendo dei casi "estremi" i cui risultati sono riportati in [Figura 19](#). L'analisi conferma come nei casi "estremi" considerati (totale assenza di sviluppo di ciascuno dei "driver") il valore della CDP termoelettrica minima necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema possa variare in maniera anche sensibile.

Questo risultato implica che il valore stimato in 4.2.1 (circa 33 GW di CDP termoelettrica minima corrispondenti a circa 40 GW di capacità nominale) rappresenta un'indicazione di massima che dovrà essere validata ed aggiornata negli anni successivi in funzione dell'effettivo sviluppo dei vari "driver" analizzati.

4.3 La capacità di generazione economicamente non sostenibile e l'impatto sull'adeguatezza del sistema

Il rilevante aumento di FRNP e accumuli determinerà una riduzione delle ore di funzionamento della generazione termoelettrica da fonte fossile, con conseguente restringimento dei possibili ricavi sui mercati per effetto volume. La riduzione dei ricavi potrebbe tradursi, a sua volta, nella successiva dismissione degli impianti non più in grado 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, Economic Viability Assessment) 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.

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 quindi, in alcuni casi, il recupero dei costi fissi evitabili.

I dettagli relativi alla metodologia applicata sono descritti in 5.2.1.

Rispetto allo scenario descritto in 3.5 l'analisi ha evidenziato la presenza di circa **16,8 GW di capacità termica nominale non in grado di coprire i propri costi fissi evitabili**.

In *Figura 20* è riportata la suddivisione per tecnologia, mentre *Figura 21* è riportata la distribuzione fra le varie aree del sistema.

FIGURA 20 *Capacità nominale economicamente non sostenibile per tecnologia (GW)*

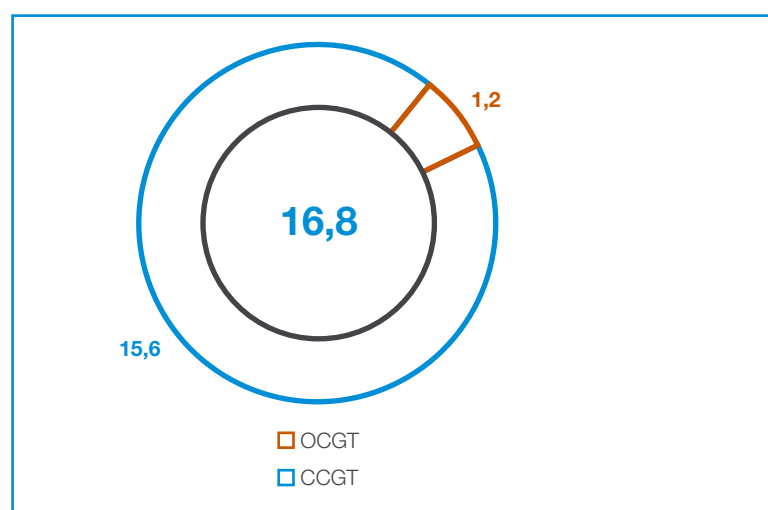
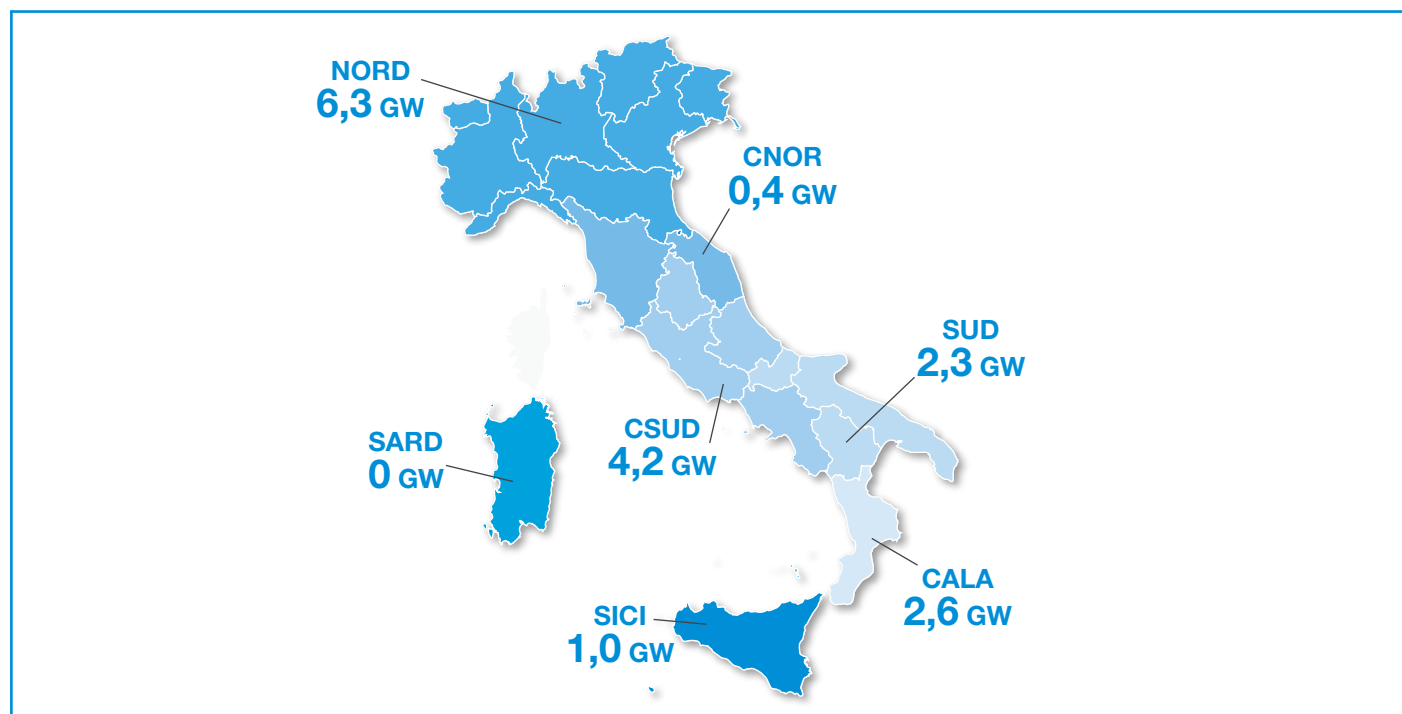


FIGURA 21 *Capacità nominale economicamente non sostenibile: distribuzione zonale*



La dismissione per motivi economici di questi impianti (16,8 GW di capacità corrispondenti a circa 13,5 GW di CDP) determinerebbe un valore di LOLE pari a circa 50 h/anno (Figura 22), ben superiore allo standard di adeguatezza e con criticità distribuite su tutte le aree del sistema (Figura 23).

La distribuzione temporale del rischio di mancata copertura del carico (Figura 24) rimane simile a quella già messa in evidenza in precedenza (sistema con 33 GW di CDP termoelettrica, Figura 17), con la differenza che aumenta sistematicamente la probabilità di non essere in grado di coprire il carico.

In pratica quindi, anche assumendo che nell'orizzonte temporale di analisi vengano effettivamente realizzate tutte le risorse previste nello scenario, il sistema elettrico avrà bisogno di un valore minimo pari a circa 33 GW di CDP (40 GW di capacità nominale) 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 30 GW di CDP (corrispondenti a circa 37 GW di capacità nominale) con un gap di circa 3 GW ed un livello inaccettabile di LOLE.

FIGURA 22 *Impatto della dismissione della generazione economicamente non sostenibile, variazione CDP-LOLE*

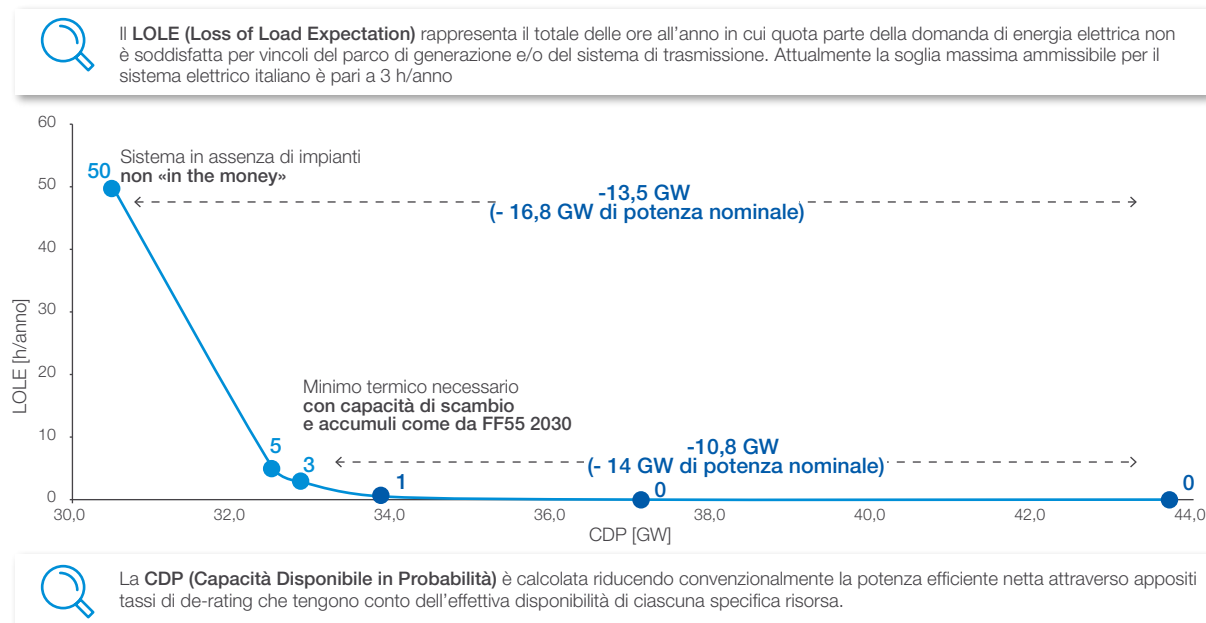


FIGURA 23 *Impatto della dismissione della generazione economicamente non sostenibile, valore LOLE per aree (con 30,5 GW CDP termoelettrica)*

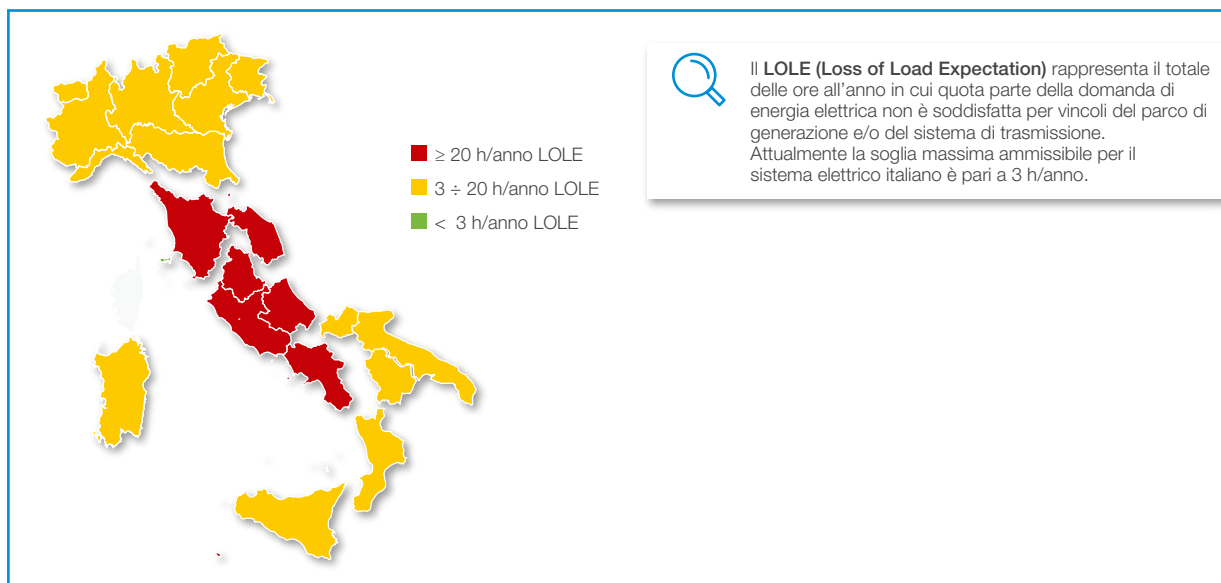
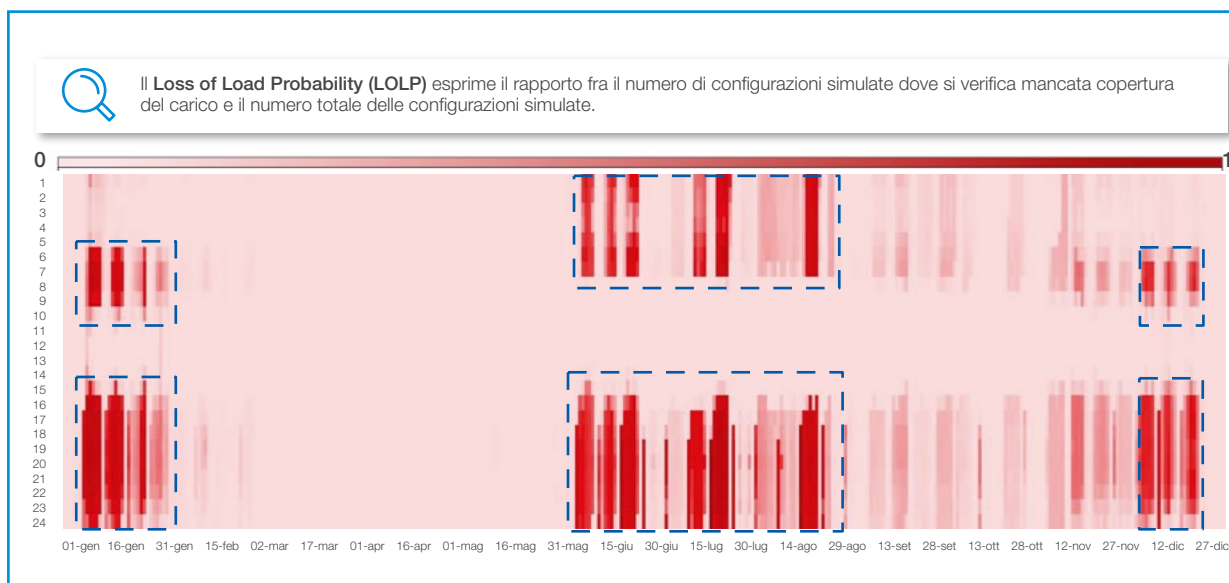


FIGURA 24 *Scenario FF55 2030, distribuzione temporale del rischio (con 30,5 GW di CDP termoelettrica)*



4.3.1 La capacità di generazione economicamente non sostenibile e l'impatto sull'adeguatezza del sistema: *sistema in assenza di import*

Come già evidenziato in precedenza, in corrispondenza di una riduzione attesa del parco di generazione termoelettrica il contributo dell'import ai fini della copertura della domanda assume un ruolo ancor più rilevante.

Sempre a scopo esemplificativo, se si dovesse verificare, in seguito al decommissioning della generazione termoelettrica descritto in 4.3, anche una forte riduzione del contributo dell'import le ore di mancata copertura della domanda arriverebbero ad **oltre 200 h/anno**, con tutte le aree del sistema critiche.

L'aspetto di maggior interesse, in questa condizione di esercizio estrema, è la modifica della distribuzione temporale del rischio di mancata copertura della domanda.

In *Figura 25* è infatti piuttosto evidente come **l'assenza del contributo dell'import abbia un impatto negativo prevalentemente nei periodi invernali, quando il contributo dei paesi esteri diventa di particolare importanza per l'area Nord del paese.**

FIGURA 25 *Scenario FF55 2030, distribuzione temporale del rischio (con 30,5 GW di CDP termoelettrica e Assenza del contributo dell'import)*



4.4 Conclusioni

Nel **medio termine (2027-2028)**, 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), in assenza di ulteriori dismissioni oltre a quelle già previste per gli impianti a carbone e in assenza di drastiche riduzioni del contributo dell'import alla frontiera Nord, **il sistema elettrico italiano risulta mediamente adeguato** e non necessita di nuova capacità.

In questo scenario **permane comunque uno specifico elemento di criticità** corrispondente al contemporaneo verificarsi di una situazione di alte temperature, bassa idraulicità e scarso contributo dell'import. Tale situazione, **che di fatto si è già verificata nel corso dell'estate 2022**, determinerebbe per le aree Nord e Centro Nord il superamento dei limiti ammissibili per la adeguatezza.

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 opportuno **individuare delle soluzioni per migliorare la disponibilità dell'attuale parco di generazione nei casi di alte temperature e basso livello dei fiumi**, anche considerando le forti criticità di disponibilità del parco di generazione francese.

Nel lungo termine (2030-2032) il sistema elettrico italiano, grazie al contributo derivante dallo sviluppo pianificato di FRNP, accumuli e infrastrutture di rete, potrà rinunciare ad una parte della capacità termica "inerziale" (43,7 GW di CDP corrispondente a 53,6 GW di capacità nominale) **sino ad un valore minimo pari a circa 33 GW di CDP (40 GW di capacità nominale)**. Tale valore minimo target potrebbe risultare anche significativamente superiore se alcune delle ipotesi di scenario non fossero effettivamente verificate.

Sempre sul lungo termine, le analisi EVA (Economic Viability Assessment) hanno mostrato che la riduzione attesa delle ore di funzionamento della generazione termoelettrica da fonte fossile potrebbe comportare la **dismissione per insostenibilità economica di circa 13,5 GW di CDP (17 GW di capacità nominale)** riducendo il parco termoelettrico disponibile fino a 30,2 GW di CDP. **Tale valore risulterebbe circa 3 GW inferiore al valor minimo necessario** per il rispetto degli standard di adeguatezza, portando il LOLE del sistema a circa 50 h/anno (che salirebbero ad oltre 200 in caso di assenza del contributo dell'import). **Tale risultato conferma la necessità per il sistema elettrico, anche nel lungo termine, di un meccanismo atto a garantire il mantenimento in esercizio di un quantitativo minimo di capacità.**

Le analisi hanno infine evidenziato che, nella maggior parte delle simulazioni effettuate, **le aree maggiormente critiche risultano essere il Centro Nord e il Centro Sud**. La zona Nord invece presenta criticità quando si riduce la disponibilità dell'import.

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

Total Lead

from 2000-2020 to 2020-2022

Actual / Forecast

Italy

445.5



Actual / Forecast lead
per region zone (GDP)



The chart shows the lead per region zone (GDP) for the period 2000-2020 to 2020-2022.

5.1 ANNEX I: Le analisi di adeguatezza europee	44
5.2 ANNEX II: Modelli e metodologie	46
5.3 ANNEX III: Capacity Market e Capacità Disponibile in Probabilità (CDP)	51



5

Allegati

Allegati

5

5.1 ANNEX I: Le analisi di adeguatezza europee

Il pacchetto legislativo “Clean energy for all Europeans” (CEP), ha stabilito attraverso il Regolamento (UE) 2019/943 – art.23, i requisiti per lo sviluppo da parte di ENTSO-E di una metodologia per la valutazione dell’adeguatezza di un sistema elettrico basata sull’utilizzo di un approccio probabilistico comune in ambito europeo. Tale metodologia, nota come European Resource Adequacy Assessment (ERAA), approvata dall’ACER, rappresenta il riferimento per tutte le valutazioni inerenti all’adeguatezza dei sistemi elettrici europei.

Nel 2022 ENTSO-E ha pubblicato il secondo European Resources Adequacy Assessment 2022 (ERAA22)¹². Il documento analizza i potenziali rischi di adeguatezza per il sistema elettrico europeo con un orizzonte temporale fino a dieci anni, considerando l’intero perimetro paneuropeo e alcune zone limitrofe interconnesse con la rete di trasmissione modellata.

Le principali novità metodologiche e modellistiche introdotte da ACER (alcune già recepite, altre ancora da implementare secondo una roadmap predisposta dalla stessa ENTSO-E) nel rapporto ERAA sono:

- l’aumento degli anni orizzonte oggetto di analisi, che passano da 2 a 10 (ovvero tutti i singoli anni oggetto dello studio);
- l’analisi di sostenibilità economica (Economic Viability Assessment - EVA) degli impianti di generazione, funzionale a valutare la sostenibilità economica delle diverse tecnologie considerate e modificare di conseguenza gli scenari forniti dai TSO in funzione degli esiti di tale analisi;
- l’analisi di scenari con e senza meccanismi di incentivazione della capacità (i.e. Capacity Market);
- l’utilizzo dell’approccio Flow-Based che garantisce una distribuzione dei flussi di energia tra le zone di mercato maggiormente coerente con le caratteristiche fisiche della rete.

Le analisi contenute nel documento ERAA22 evidenziano un forte rischio per la generazione da fonte fossile di non riuscire più a coprire i propri costi fissi senza meccanismi di extra-remunerazione e/o interventi mirati. La potenziale dismissione di questi impianti, non più sostenibili economicamente, determinerebbe un rilevante deterioramento delle condizioni di adeguatezza, specie nell’Europa centrale.

In particolare, sul lungo termine (2030), le analisi di sostenibilità economica mostrano circa 60 GW (di cui circa 14 GW solo in Italia) di impianti di generazione potenzialmente destinati ad essere dismessi per motivi economici a fronte di 21 GW (di cui nessuno in Italia) di nuovi impianti che potrebbero trovare condizioni economiche favorevoli per la loro realizzazione. Tale situazione determinerebbe valori di LOLE superiori alle 3 h/anno in buona parte dell’Europa (in un range di valori che va da un minimo di 4 h/anno a un massimo di più di 20 h/anno) con l’Italia che arriverebbe, per effetto della dismissione per motivi economici, a circa 10 h/anno (con le principali criticità localizzate al Centro Nord del paese).

Con questa analisi ENTSO-E ha quindi confermato numericamente una conclusione facilmente prevedibile, diretta conseguenza del percorso di sviluppo delle FER: la capacità termica convenzionale, negli scenari futuri, è progressivamente sostituita dalle fonti rinnovabili per la copertura del carico di base (in energia) ma rimane indispensabile per garantire la copertura della domanda (in potenza) in specifici periodi dell’anno in cui FER e accumuli non risultano sufficienti; il numero di ore funzionamento è inevitabilmente destinato a ridursi nel tempo con una conseguente contrazione dei volumi e dei margini di produzione.

Maggiori dettagli sono disponibili nel sito ENTSO-E¹³.

¹² <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/index.html>

¹³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/index.html>

5.1.1 Analogie e differenze fra ERAA 2022 e Rapporto Adeguatezza Italia 2022

Il documento ERAA 2022 di ENTSO-E (ERAA22) contiene analisi riferite al 2025, 2027 e 2030. In considerazione dei tempi tecnici necessari per l'esecuzione dello studio, lo scenario di riferimento per le analisi è stato predisposto a dicembre 2021, quando ancora il DDS22 era in fase di elaborazione.

Come inevitabile conseguenza lo scenario alla base di ERAA22 è macroscopicamente coerente con quello utilizzato per il presente rapporto ma comunque necessariamente diverso sotto alcune dimensioni: presenta un fabbisogno minore, un valore inferiore relativamente allo sviluppo di FRNP e sistemi di accumulo, e una capacità di trasporto della rete di trasmissione allineata con gli sviluppi inclusi nel precedente PdS 2021.

Dal punto di vista metodologico ERAA22, a differenza del Presente rapporto, 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 (vedi **BOX 4** di approfondimento), e considera una disponibilità dell'import maggiore che, alla luce dei recenti eventi e di quanto già illustrato (vedi 2.2), risulta a parere di Terna eccessivamente ottimistica e non in grado di riflettere opportunamente l'effettiva evoluzione del sistema.

ERAA22, inoltre, non fornisce, a differenza del presente rapporto, indicazioni sulla capacità termica minima necessaria a garantire il rispetto del RS (3 h/anno), ma si limita a indicare l'adeguatezza o meno del sistema a fronte di uno specifico scenario di generazione, ottenuto attraverso l'applicazione dell'analisi di sostenibilità economica descritta brevemente in precedenza.

Anche considerando le differenze sopra descritte tra ERAA22 e RAI22 sia in termini di scenari di riferimento sia in termini di approccio metodologico, molti sono i punti di convergenza tra i due documenti: per il 2030 le analisi ENTSO-E vedono la dismissione (per mancanza di sostenibilità economica) di circa 14 GW di generazione termoelettrica contro i 16 GW del RAI22 per lo stesso anno orizzonte. In entrambi i casi la conseguente riduzione di capacità termoelettrica disponibile comporta criticità di adeguatezza inaccettabili prevalentemente localizzate nelle aree Centro Nord e Centro Sud.

BOX 4

L'ECONOMIC VIABILITY ASSESSMENT

Come già anticipato in 7 il rapporto ERAA include un'analisi di sostenibilità economica degli impianti di generazione, indicata come EVA (Economic Viability Assessment).

Tale analisi sulla base delle indicazioni di ACER può essere svolta ricorrendo a due differenti approcci:

1. l'analisi dei costi e dei profitti per i singoli impianti;
2. minimizzazione dei costi di sistema.

Attualmente ENTSO-E ha scelto di ricorrere, per lo svolgimento dell'EVA, alla minimizzazione dei costi di sistema (2), ponendosi, quindi, nella prospettiva di una sorta di "pianificatore centrale" che ottimizzi i costi di sistema (intesi come somma dei costi di generazione variabili e fissi, del costo di investimento annualizzato e del costo legato a un eventuale taglio del carico¹⁴) su tutto il perimetro europeo.

Terna invece, per lo svolgimento delle proprie analisi nazionali, incluse quelle contenute nel presente Rapporto Adeguatezza, utilizza generalmente l'analisi dei costi e dei profitti per i singoli impianti di produzione (1).

In generale l'approccio (1) risulta computazionalmente più oneroso ma maggiormente realistico, in quanto gli operatori di mercato non definiscono le proprie strategie sulla base del minimo costo di sistema, ma piuttosto pianificano il funzionamento dei propri impianti, e in casi estremi la loro chiusura, sulla base dei costi e dei ricavi attesi.

¹⁴ VOLL, Value Of Lost Load.

5.2 ANNEX II: Modelli e metodologie

5.2.1 Analisi di sostenibilità economica degli impianti

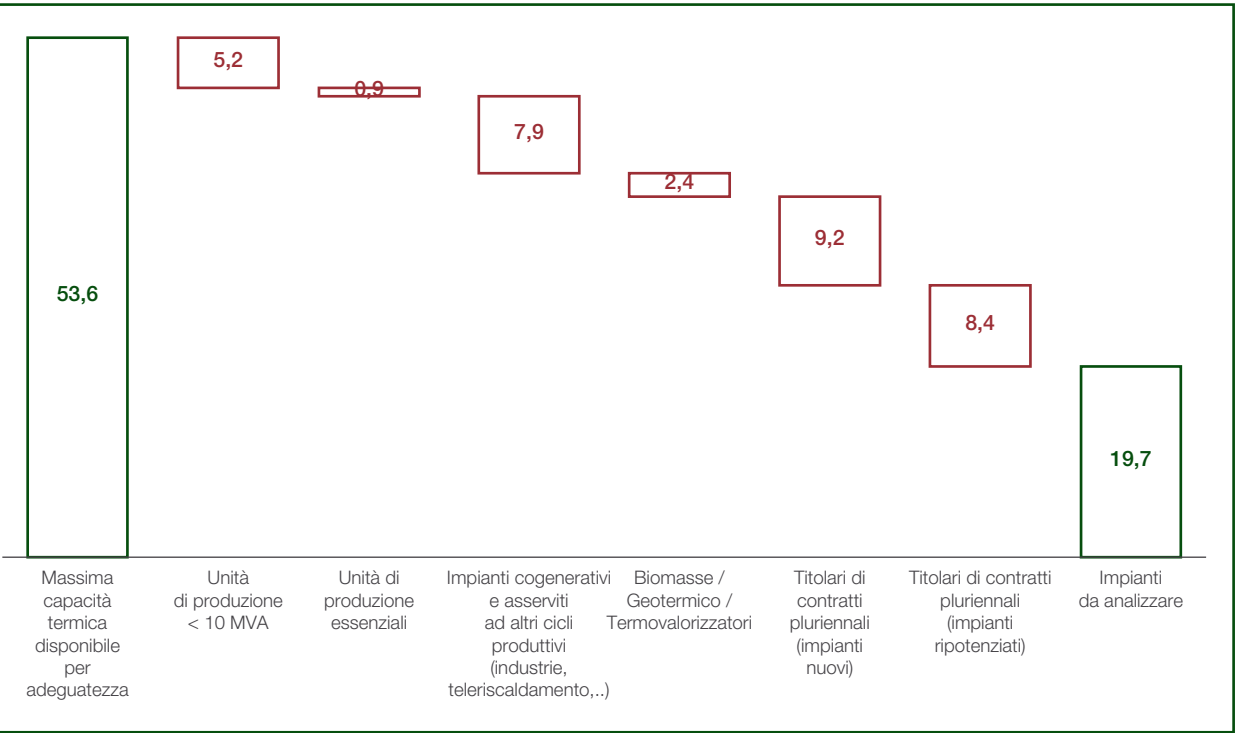
5.2.1.1 Perimetro dell'analisi

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 è focalizzata sulle sole unità di produzione rilevanti (UPR) escludendo:

- gli impianti di piccola taglia (<10 MVA) e quegli impianti che conseguono dei profitti ulteriori rispetto a quelli inerenti ai mercati dell'energia (es. impianti cogenerativi), potenzialmente determinanti per la profittabilità dell'impianto stesso. Per questi impianti il dato di marginalità attesa non è facilmente simulabile.
- gli impianti essenziali, che rimangono operativi indipendentemente dalla loro sostenibilità economica¹⁵;
- tutti gli impianti nuovi e ripotenziati¹⁶ che hanno partecipato alle aste per il 2022, 2023 e 2024 del mercato della capacità aggiudicandosi un contratto per 15 anni.

FIGURA 26 *Analisi di sostenibilità economica: perimetro*



Il risultato di tale processo di selezione è riportato in *Figura 26*, dove si può vedere che la capacità termica considerata dall'analisi è pari a circa 19,7 GW.

¹⁵ Ipotesi conservativa sulla base delle più recenti informazioni disponibili.

¹⁶ 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 ACER¹⁷, 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 negli ordinari amministrazione e mantenimento dell'impianto;
- quota relativa all'assicurazione: 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, che rende difficile identificare un valore standard di riferimento.

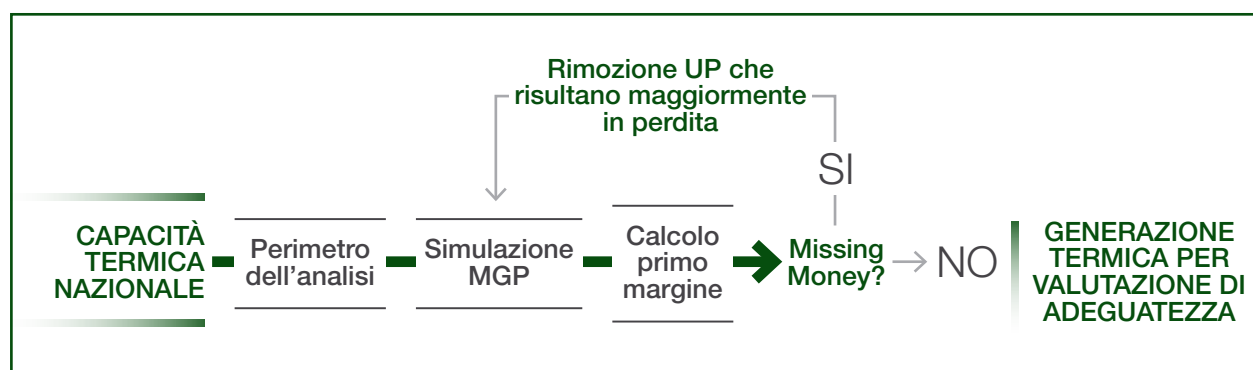
I costi fissi¹⁸ utilizzati per l'analisi sono riportati nella *Tabella 2*.

TABELLA 2 Costi fissi evitabili

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

L'analisi è stata svolta attraverso un processo iterativo (*Figura 27*) 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 27 Processo iterativo di analisi



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

- ricavi MGP in funzione 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, 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 2*). Tra le UP in «missing money» (EBITDA<0), quelle maggiormente in perdita sono considerate dismesse, e non sono considerate alla iterazione successiva.

La stima dei ricavi MGP è effettuata attraverso una simulazione dello stesso mercato, basata, oltre che sullo scenario già descritto in **4** 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.

¹⁷ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

¹⁸ <https://www.arera.it/allegati/docs/21/370-21studio.pdf>

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 2030, 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 alla valutazione RS.

Lo scenario così modificato, con un parco di generazione termoelettrico ridotto, viene poi 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, a sua volta, 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 massima tra aree di mercato confinanti;
- i profili orari di generazione "imposta"¹⁹, 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 in 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 in grado di rispettare i vincoli tecnici del sistema simulato che minimizzi il costo variabile di generazione. In particolare, nello unit-commitment si richiede il rispetto dei vincoli relativi alla riserva d'esercizio e dei limiti di 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").

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

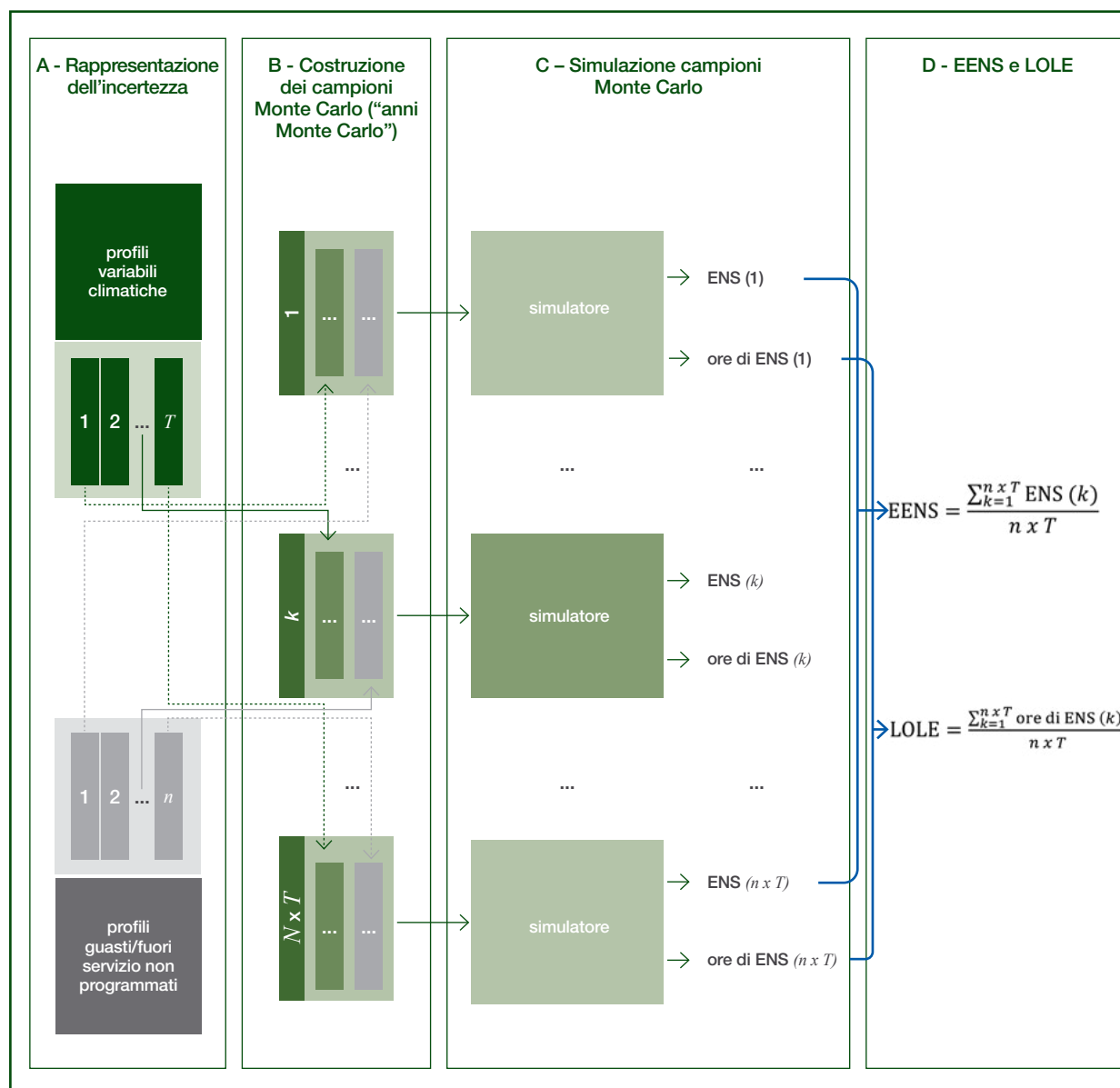
5.2.2.2 Approccio probabilistico

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 28 *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 28*).

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 di 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" (come descritto in A) 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.

5.3 ANNEX III: Capacity Market e Capacità Disponibile in Probabilità (CDP)

Il mercato della capacità è un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità di energia elettrica mediante contratti a termine aggiudicati attraverso aste competitive. Le aste, organizzate da Terna, rispettano la neutralità tecnologica.

Per esempio, possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) e di accumulo. Gli operatori della capacità selezionata in esito all'asta hanno:

- l'obbligo di offrire la capacità sui mercati dell'energia e dei servizi;
- il diritto di ricevere da Terna un premio fisso annuo;
- l'obbligo di restituire a Terna la differenza, se positiva, fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi e un prezzo di esercizio definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

In particolare, gli impianti che utilizzano combustibili fossili e che prendono parte al Capacity Market non possono avere emissioni superiori ai limiti definiti nelle regole di funzionamento del mercato. Alle aste possono altresì partecipare le unità di consumo (demand-response) e le risorse estere con specifici obblighi e diritti.

La domanda di capacità di energia elettrica necessaria per garantire l'adeguatezza si misura in Capacità Disponibile in Probabilità (CDP). Nella stessa ottica, anche l'offerta di capacità di energia elettrica va misurata in CDP, calcolata attraverso appositi tassi di de-rating che tengono conto dell'effettiva disponibilità di una risorsa, considerando quindi lo stato e le incertezze di tutti vari elementi caratteristici del sistema elettrico.

Il calcolo dei tassi di de-rating varia a seconda della tipologia di impianto. Ad esempio, per le unità di produzione termiche rilevanti²⁰ è calcolato sulla base dell'effettiva disponibilità degli impianti stessi registrata negli anni precedenti la procedura di asta. Per le unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile (es. solare, eolico e idrico fluente) il tasso di de-rating è calcolato sulla base di dati storici, considerando (per ciascuna settimana dell'anno) un opportuno percentile della generazione media registrata da ciascuna fonte nelle ore di picco settimanale²¹.

I tassi di de-rating, e di conseguenza il contributo associato alle fonti rinnovabili non programmabili, considerati nel CM italiano sono leggermente più favorevoli di quelli, ad esempio, utilizzati nei meccanismi della Gran Bretagna e del Belgio. Questo significa che il Capacity Market italiano considera un contributo delle FRNP all'adeguatezza maggiore di quello belga e inglese (*Tabella 3*).

TABELLA 3 Tassi di de-rating FRNP (Italia, Gran Bretagna, Belgio)

	GRAN BRETAGNA [consegna 2025-26 ²²]	BELGIO [consegna 2025-26 ²³]	ITALIA [consegna 2024]
Eolico	91,4%-93,8%	85,0%-94,0%	84,0%
Fotovoltaico	96,7%	96,0%	88,0%

²⁰ https://download.terna.it/terna/DISCIPLINA_PrimaAttuazione_8d90f10ab632750.pdf?direct=true

²¹ https://download.terna.it/terna/DTF2_8d91f9e57a7adb0.pdf

²² <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Forms/T4%20Auction%202015.aspx>

²³ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-bijlage-reductiefactoren-veiling-10-2021.pdf>

In Italia, il tasso di de-rating applicato ai sistemi di accumulo è definito in funzione del suo rapporto energia-potenza considerando:

- un tasso medio di accidentalità dei sistemi di accumulo (definito in base a dati storici);
- un tasso medio di indisponibilità della produzione per limiti di energia dei sistemi di accumulo, calcolato tramite una metodologia²⁵, che confronta il contributo marginale alla riduzione del carico residuo di una capacità di accumulo aggiuntiva, con quello che fornirebbe un generatore programmabile con CDP equivalente alla capacità di accumulo in analisi.

Tale approccio fornisce tassi di de-rating, e quindi un contributo dei sistemi di accumulo all'adeguatezza, in linea con i valori utilizzati, ad esempio in Gran Bretagna e Belgio (*Tabella 4*).

TABELLA 4 Tassi di de-rating accumuli (Italia, Gran Bretagna, Belgio)

RAPPORTO E/P [h]	GRAN BRETAGNA [consegna 2025-26]	BELGIO [consegna 2025-26]	ITALIA [consegna 2024]
1	75%	89%	76%
2	51%	71%	56%
4	26%	64%	33%
≥6	5%	35%-48%	10%-19%

²⁵ https://download.terna.it/terna/DTF2_8d91f9e57a7adb0.pdf

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

